

**Cuantificación del impacto de la integración de elementos de micro-red en sistemas de
distribución**

Carlos Alberto Espinosa Grueso

**Universidad Tecnológica de Pereira
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira, Risaralda
2019**

**Cuantificación del impacto de la integración de elementos de micro-red en sistemas de
distribución**

Carlos Alberto Espinosa Grueso

Proyecto de grado como requisito para aspirar al título de Ingeniero Electricista

Directora

Sandra Milena Pérez Londoño, Ph.D

Universidad Tecnológica de Pereira

Programa de Ingeniería Eléctrica

Pereira, Risaralda

2019

Nota De Aceptación

Sandra Milena Pérez Londoño. Directora

Jurado

Dedicatoria

A mi madre,

Por brindar ese apoyo incondicional durante todo este tiempo, por creer en mí y enseñarme a creer en mí mismo, por darme fuerza y ánimo para superar los obstáculos, por sentir este logro de mí vida como un logro de su vida.

A mi padre,

Porque sus consejos me permitieron crecer como persona y valorar los detalles de la vida, y porque, aunque hoy no está con nosotros, su presencia siempre estará guiándome y protegiéndome.

A mis hermanos,

Por apoyarme en todo momento e impulsarme a seguir adelante a pesar de las adversidades.

A mi bisabuela Carmen Rosa,

Por haber sido tan especial conmigo.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a la persona que siempre ha estado a mi lado a pesar de las dificultades, que me ha brindado su amor incondicional en todas las etapas de mi vida y que inculcó en mí y en mis hermanos los valores que conservamos hoy en día. Gracias mamá por todo el esfuerzo realizado para que nunca nos faltara nada. Gracias por ser un ejemplo de lucha y perseverancia, por no rendirse nunca y sobretodo, gracias por creer en mí.

A mi novia Jackeline, muchas gracias por estar siempre para mí. Gracias por todo el tiempo compartido, por amarme y enseñarme a ver la vida desde otra perspectiva. Gracias por día a día llenarme de vida y energía para salir adelante, por motivarme a terminar este proyecto y por darle alegría a mis días.

A mis hermanos, Andrea, Daniel y Juan Camilo, les agradezco por apoyarme y aconsejarme siempre, por motivarme a seguir adelante y por escucharme en los momentos difíciles. Agradezco también a mis tías, quienes además de apoyarme moralmente, me ayudaron a cubrir los gastos de alimentación y sostenimiento durante mi tiempo de estudio. A Jairo, gracias por el tiempo compartido y por estar ahí cuando necesité de su ayuda.

A mis amigos de la universidad, con quienes compartí experiencias inolvidables, gracias por hacer de esta etapa una de las mejores de mi vida. Gracias Paola, Jhon Jeiver, Andrés Felipe y Daniel por enseñarme el verdadero significado de la amistad.

También quiero aprovechar para agradecer a los ingenieros Yuttana Kongjeen, de Tailandia, Ariel Santos Fuentefria, de Cuba, y Yuri Ulianov López Castrillón, de Colombia, quienes, a pesar de no conocerme, estuvieron dispuestos a ayudarme a aclarar las dudas surgidas en la revisión de sus investigaciones, para, de esta manera, poder sacar adelante este proyecto. Su colaboración fue una muestra de sencillez, humildad y deseo de ayudar sin esperar nada a cambio.

Finalmente, agradezco a la ingeniera Sandra Milena Pérez Londoño, por haberme guiado y asesorado durante el tiempo de ejecución de este proyecto. Muchas gracias por su paciencia y comprensión y sobretodo, por las enseñanzas compartidas.

Resumen

La inminente llegada de las micro-redes a los sistemas de energía eléctrica es un tema que merece atención. Ya sea que se trate de una fuente de generación (eólica, solar, biomasa) o de una carga adicional (vehículos eléctricos), su integración va a tener asociados una serie de impactos que será conveniente cuantificar. Un método muy efectivo en la evaluación del impacto producido por la integración de las micro-redes sobre el sistema existente utiliza índices de desempeño. En este trabajo se lleva a cabo una revisión, organización y análisis de los principales estudios que utilizan índices de desempeño para evaluar el comportamiento de un sistema en presencia de fuentes de generación distribuida y/o vehículos eléctricos, con el fin de proporcionar una herramienta de trabajo útil para futuras investigaciones.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Justificación	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo general	4
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Estado del arte	5
1.5 Estructura del documento	8
2. Aspectos teóricos	9
2.1. Micro-redes	10
2.2.1 Generación distribuida	11
a) Energía solar fotovoltaica	12
b) Energía eólica	14
2.1.2. Vehículos eléctricos	18
2.2. Impacto de la integración de micro redes en sistemas eléctricos	21
2.2.1. Impacto de las micro-redes sobre la estabilidad de tensión	22
2.2.2. Impacto de las micro-redes sobre el perfil de tensión	22
2.2.3. Impacto de las micro-redes sobre las pérdidas de potencia	23
2.2.4. Impacto de las micro-redes sobre las corrientes de cortocircuito	23
2.2.5. Impacto de las micro-redes sobre el medio ambiente	24
2.2.6. Impacto de las micro-redes sobre la cargabilidad de los elementos del sistema	24

3. Análisis y clasificación de índices empleados en la cuantificación del impacto	25
3.1. Índice de Estabilidad	26
3.2. Índice de perfil de tensión:	33
3.3. Índice de Caída de Tensión	38
3.4. Índice de Pérdidas de Potencia	40
3.5. Índice de Corrientes de Cortocircuito	44
3.6. Índice de Impacto Ambiental	47
3.7. Índice de Cargabilidad o Capacidad de Corriente de los Conductores	50
3.8. Índice Global o índice Multi-objetivo	53
4. Conclusiones y trabajos futuros	60
5. Bibliografía	61

Capítulo 1

Introducción

La generación de energía eléctrica a partir de recursos naturales renovables se ha ido popularizando con el paso del tiempo. Del mismo modo, se ha manifestado el interés en utilizar alternativas limpias en la movilización de pasajeros, es decir, que no produzcan emisión de gases tóxicos y contaminantes para el medio ambiente. Esto se debe principalmente a la necesidad de contrarrestar los efectos negativos causados por el uso excesivo de recursos contaminantes, tales como el petróleo y sus derivados, que al entrar en combustión producen grandes cantidades de gases y humos tóxicos causantes del efecto invernadero y, por consiguiente, del calentamiento global. En cuanto a las fuentes de generación de energía se destacan la eólica, solar fotovoltaica, hidráulica y biomasa. Con respecto a los medios de transporte, se tienen los cada vez más conocidos vehículos eléctricos. A pesar de que se busca implementar y fomentar el uso de estas tecnologías, es sumamente necesario analizar previamente el impacto que causarán en la red y determinar si el sistema es apto para recibirlas. Con el fin de evaluar este impacto, se han propuesto diversas metodologías, con diversos enfoques, en diferentes lugares, pero con la misma idea: Determinar si es conveniente integrar estos elementos al sistema. En este trabajo de investigación se pretende revisar y analizar los índices que han sido propuestos con el fin de cuantificar el impacto que trae consigo la integración de algunas fuentes de energía renovable y vehículos eléctricos sobre los principales indicadores operacionales de un sistema eléctrico.

1.1 Planteamiento del Problema

El interés en reducir la contaminación causada por la emisión de gases de efecto invernadero, ha motivado la implementación de medidas que buscan minimizar el uso de combustibles fósiles en todas sus aplicaciones, principalmente en la generación de energía eléctrica y en motores de combustión interna. Esto ha favorecido la aparición de las denominadas micro-redes. Una micro-red es un conjunto de cargas y/o fuentes de generación que pueden ser conectadas y desconectadas del sistema principal, dependiendo de las necesidades de los usuarios. Consta de elementos de generación, almacenamiento, control y carga, entre los que se encuentran las fuentes de generación distribuida (DG, Distributed Generation) y las estaciones de carga de vehículos eléctricos (EV, Electric Vehicles) [1]. La generación distribuida consiste en fuentes de generación a pequeña escala, instaladas cerca de los puntos de carga, que utiliza principalmente fuentes de energía renovable no convencionales (solar, eólica, geotérmica, entre otras) [2]. Los vehículos eléctricos se presentan como una alternativa a los motores de combustión interna, debido a que brindan alternativas limpias en la movilización de pasajeros. La integración de micro-redes en las redes de distribución existentes, trae consigo consecuencias técnicas y económicas, que deben ser cuantificadas mediante estudios previos.

En los países desarrollados, la generación mediante el uso de energías alternativas ha aumentado con el paso del tiempo, pues se han realizado extensas campañas de promoción en la reducción de gases contaminantes. Un claro ejemplo de esto es Dinamarca, que mediante sus políticas ambientales claras y estables, se ha convertido en el país que lidera el uso de energías limpias a nivel mundial, contrario a lo que sucede en los países en vía de desarrollo, en los cuales se continúan utilizando las fuentes de generación tradicionales [2]. En Colombia, se manifiesta el interés por impulsar la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, a través de la ley 1715 de 2014, como una alternativa para abastecer de energía eléctrica a las Zonas No Interconectadas (ZNI) [3]. Algo similar ocurre en el sector del transporte, relacionado con los vehículos eléctricos, los cuales han tenido gran aceptación en los países desarrollados, donde se ofrecen incentivos financieros a quienes hagan uso de éstos. Por su

parte en Colombia, los vehículos eléctricos no se han incorporado en gran escala en el mercado, debido a los altos costos asociados con la compra y mantenimiento del mismo.

Como se mencionó anteriormente, la integración de las micro-redes a los sistemas de distribución puede generar impactos en el desempeño del sistema, relacionados con estabilidad y pérdidas de potencia. Además de esto, el impacto ambiental también es un factor a tener en cuenta, así como los costos asociados a infraestructura y transporte. Debido a que no todos los sistemas de distribución presentan las mismas características operativas, ni igual topología (número de usuarios, ubicación geográfica, longitud de líneas, infraestructura, etc.), no es posible determinar con exactitud, cuál será el impacto generado sobre cada uno de ellos ante la incursión de las micro-redes. Por esta razón, surge una pregunta fundamental: ¿Es posible determinar de manera previa el impacto asociado a la integración de las micro-redes a los sistemas de distribución?

1.2 Justificación

En el diseño de los sistemas de distribución, se llevan a cabo numerosos estudios relacionados con aspectos técnicos y económicos, dentro de los cuales se encuentran los perfiles de tensión, carga instalada y niveles de corto circuito. Además de esto, el estudio de los costos asociados a la infraestructura necesaria para tal fin. A partir de estos, es posible determinar la capacidad de los equipos a utilizar, su ubicación y sus dispositivos de protección.

¿Qué sucede entonces al introducir nuevos elementos al sistema existente? Como se explicó anteriormente, la integración de micro-redes a un sistema de distribución trae consigo consecuencias en su desempeño, tales como variaciones en los perfiles de tensión (aumento o caída), en los niveles de cargabilidad de elementos, pérdidas de potencia activa y reactiva, corrientes de corto circuito, frecuencia, entre otros. Si estas variaciones superan los límites establecidos en la normatividad, se tendrá un sistema poco eficiente y de baja calidad, lo cual se traduce en pérdidas monetarias para las empresas prestadoras del servicio, así como para los usuarios finales. Adicionalmente, el hecho de sobrepasar los límites de operación de los equipos puede provocar daños en ellos, o un desempeño inadecuado de su sistema de protecciones.

Con el fin de evitar exponer la red a estos problemas, se han desarrollado numerosos estudios a nivel mundial que permiten evaluar el impacto originado por la incorporación de los nuevos elementos de red, mediante la formulación de índices normalizados de las principales características operacionales de la red, entre las que se encuentran los perfiles de tensión, pérdidas de potencia e impacto ambiental. Estos estudios se realizan mediante simulaciones de sistemas de distribución reales, en donde se realiza una comparación de su desempeño antes y después de que se introducen dichos elementos.

En este proyecto se pretende revisar los principales índices que permitan cuantificar el impacto en sistemas eléctricos, y de esta manera evaluar la capacidad del sistema ante la integración de nuevos elementos, al considerar factores técnicos y ambientales.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Cuantificar el impacto de la integración de micro-redes (generación distribuida y/o vehículos eléctricos) sobre los indicadores operacionales de un sistema eléctrico.

1.3.2 Objetivos específicos

- Realizar la revisión del estado del arte relacionada con el impacto que trae consigo la integración de micro-redes al sistema, específicamente de fuentes de generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Determinar los índices que permitan cuantificar el impacto sobre los indicadores operacionales de un sistema eléctrico ante la integración de micro-redes.
- Analizar y documentar los principales indicadores empleados en la cuantificación del impacto.

1.4 Estado del arte

Como se ha descrito anteriormente, la integración de las micro-redes a los sistemas de distribución produce alteraciones en su desempeño. Para hacer una cuantificación de este evento, se han formulado índices de los principales indicadores operacionales de una red de distribución. La formulación de estos índices generalmente se ha realizado de manera independiente para la generación distribuida y para los vehículos eléctricos. A continuación, se presenta una breve descripción de los estudios más determinantes en esta área de estudio.

En el año 2002, en [4], se propuso el Índice de Calidad de Energía Unificada (UPQI), el cual se utiliza para analizar el comportamiento del sistema ante diferentes perturbaciones y reúne las cuatro categorías principales de índices de perturbación continua (perfiles y picos de tensión, desbalance y distorsión armónica). Posteriormente, en [5], este índice es utilizado para evaluar la influencia de la generación distribuida en las redes de distribución.

En 2004, en [6], se propuso un conjunto de índices enfocados en la cuantificación de los beneficios técnicos causados por la integración de las fuentes de generación distribuida. En este artículo, los autores proponen índices de perfil de tensión, pérdidas de potencia en líneas e impacto ambiental, los cuales van acompañados de un factor de importancia, que depende de la proporción en la que se encuentren estos indicadores operacionales en la red a analizar. Además, se plantea un índice global que reúne los anteriores y a partir del cual es posible determinar si es viable o no, introducir las fuentes de generación distribuida en la red estudiada. Posteriormente, en [7] proponen dos índices cuadráticos de mejoramiento del perfil de tensión mediante una modificación al índice de perfil de tensión propuesto en [6]. Un año después, en [8], se utilizan los índices cuadráticos presentados en [7] combinados con el índice de pérdidas de potencia propuesto en [6].

En el año 2006, en [9], con el fin de evaluar los impactos de la generación distribuida se propone un índice multi-objetivo que reúne los índices de pérdidas de potencia activa y reactiva, caída y regulación de tensión, capacidad de corriente de los conductores y corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico. Posteriormente, en [10] y en [11], se utiliza este índice en un análisis de

planificación de integración de fuentes DG considerando modelos de carga residenciales, comerciales e industriales.

En [12] y [13], se proponen índices de estabilidad de tensión y de potencia para encontrar la ubicación óptima de fuentes DG a través de la identificación de los nodos más débiles del sistema.

A nivel nacional, en [14], investigadores de la Universidad Tecnológica de Pereira y la Universidad Autónoma de Occidente realizaron un estudio acerca del impacto en la estabilidad de tensión producido en un sistema de prueba al integrar un generador eólico DFIG. Este impacto es determinado mediante la utilización del índice VCPI (Voltage Collapse Proximity Index), sobre un sistema de prueba de 9 nodos, bajo diferentes escenarios de simulación.

El estudio realizado en [15] presenta una valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en los sistemas de energía eléctrica. El impacto es evaluado utilizando índices de pérdidas de potencia activa y reactiva, perfiles de tensión y congestión o cargabilidad en las líneas.

En el año 2013, en [16] se analiza el impacto producido por una fuente de generación eólica. Se propone un índice de estabilidad con el fin de encontrar el nodo más débil del sistema para ubicar la fuente.

En [17], un grupo de investigadores chilenos propone una nueva metodología basada en el cálculo de índices de pérdidas de potencia, perfiles de tensión, corrientes de cortocircuito, armónicos y confiabilidad, utilizando valores medios y valores de variabilidad horaria de generación y demanda.

En el año 2014, en [18], investigadores de la Universidad de los Andes llevaron a cabo un estudio con el fin de realizar una evaluación técnica de la integración de las micro-redes en los sistemas de distribución. En este estudio se realizó la formulación de índices de perfil de tensión, cargabilidad de elementos, pérdidas de potencia (activa y reactiva), corrientes de corto-circuito y estabilidad transitoria. Igualmente, se formuló un índice global para determinar el impacto en la

red. En este caso, los índices propuestos se utilizaron para cuantificar el impacto tanto de las fuentes de generación distribuida, como de las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

En [19], en la Universidad de Antioquia se propone un índice multi-objetivo que agrupa los índices individuales de perfil de tensión, pérdidas de potencia activa, reducción de emisiones contaminantes y costos de inversión, con el fin de valorar los impactos de la ubicación y dimensionamiento de un sistema de distribución.

En [20] se propone la formulación de un índice de estabilidad combinado, obtenido a partir del índice presentado en [13] y en [24], con el fin de encontrar la ubicación y tamaño óptimos de las fuentes de generación distribuida a adicionar.

En [22] se propone un índice de estabilidad de tensión aplicable a sistemas que incluyen la integración de fuentes DG. Se diferencia del resto de índices de estabilidad por el hecho de que éste es formulado especialmente para redes con fuentes de generación distribuida, mientras que los demás son formulados para sistemas tradicionales y adaptados a los sistemas con DG.

En [23] se utiliza el índice de estabilidad propuesto para determinar la ubicación óptima de las fuentes DG con el fin de reducir pérdidas, mejorar los perfiles de tensión y reducir la contaminación ambiental.

En [35], en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas se evaluaron los impactos de la generación distribuida mediante índices normalizados basados en la normatividad colombiana y estándares IEEE. Los autores proponen índices de regulación de tensión, sobretensión y sub-tensión, corrientes de falla, distorsión armónica total y amplitud de huecos de tensión. Además de esto, en este artículo se hace una comparación entre los índices propios y los índices UPQI, mencionados anteriormente.

A partir de lo expuesto en esta sección, se puede notar que se han realizado importantes estudios del impacto asociado a la integración de elementos de micro-red en los sistemas existentes, mediante la utilización de diferentes índices de desempeño, independientes entre sí. Algunos autores integran varios de estos índices con el fin de mostrar, de forma general, de qué manera se vería afectado el sistema ante las nuevas condiciones de operación. No obstante, no existe en la

literatura un índice que permita cuantificar el impacto sobre todos los indicadores operacionales del sistema, lo cual aumenta el nivel de dificultad de la evaluación, debido al hecho de que se hace necesario combinar propuestas con enfoques diferentes.

1.5 Estructura del documento

Los capítulos restantes de este documento se organizan de la siguiente manera:

En el Capítulo 2 se encuentran los aspectos teóricos. Es aquí donde se van a presentar los conceptos de fundamentación teórica que serán utilizados en el resto del documento.

En el Capítulo 3 se presenta el análisis y clasificación de los índices empleados en la cuantificación del impacto generado por la integración de algunos de los principales elementos de una micro-red, es decir, fuentes de generación distribuida y vehículos eléctricos.

Finalmente, en el capítulo 4 se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

Capítulo 2

Aspectos teóricos

En este capítulo se presentan los aspectos teóricos básicos relacionados con las micro-redes y el impacto asociado a su integración dentro de los sistemas eléctricos. Se describen las fuentes de energía renovable más utilizadas en la actualidad, el modelo de vehículo eléctrico, y su impacto sobre algunos indicadores operacionales a tener en cuenta para la cuantificación del impacto, tales como la estabilidad y los perfiles de tensión, las pérdidas de potencia activa y reactiva, corrientes de cortocircuito, cargabilidad de elementos e impacto ambiental. A continuación, se da una breve descripción de estos elementos, y el impacto que trae consigo su integración.

La integración de nuevos elementos de red a un sistema eléctrico existente traerá alteraciones en su desempeño y comportamiento. Estas alteraciones están directamente relacionadas con la naturaleza del elemento que se integre al sistema, es decir, si dicho elemento corresponde a una fuente de generación adicional en algún nodo, o si por el contrario representa una carga. La inclusión de estos elementos en las redes eléctricas ha ido aumentando poco a poco con el paso del tiempo, debido a la creciente necesidad de disminuir los niveles de contaminación causados por la emisión de gases generados por la utilización de combustibles fósiles. Así mismo, se ha visto la necesidad de utilizar pequeñas fuentes de generación ubicadas cerca de los puntos de carga, para así poder brindar un servicio eléctrico de calidad a los usuarios más alejados de las grandes centrales de generación. Estas pequeñas unidades de generación utilizan fuentes de energía no convencionales para la generación de energía eléctrica, entre las que se encuentran las turbinas eólicas, los paneles solares, biomasa, entre otras. En cuanto a las cargas adicionales en el sistema, se pueden destacar las estaciones de carga de vehículos eléctricos como los elementos que más producen alteraciones en el sistema.

2.1. Micro-redes

Una micro-red es un sistema de generación eléctrica bidireccional que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores finales, utilizando tecnología digital y favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costos e incrementar la fiabilidad del sistema. Consta de elementos de generación distribuida, almacenamiento de energía, control y gestión de cargas, monitorización del flujo de potencia, entre otros [25].

Las micro redes han surgido como una necesidad de lograr un uso más eficiente de la energía, en donde se utilicen fuentes limpias y amigables con el medio ambiente, se minimicen las pérdidas y se posibilite la prestación del servicio a comunidades aisladas.

En la figura 2.1, se observan los principales elementos que componen una micro red, entre los que se encuentran paneles solares y generadores eólicos, vehículos eléctricos, generadores convencionales, líneas de transmisión y medidores inteligentes.



Figura 2.1. Elementos de una micro red eléctrica.

(Imagen tomada de: <https://www.blog.iberdrola.com/2014/03/12/la-ciudad-inteligente-de-elektro/#bio>)

2.1.1. Generación distribuida

La generación distribuida consiste en el uso de pequeñas unidades de generación de energía eléctrica instaladas en puntos estratégicos del sistema de potencia y cerca de los centros de carga. Puede utilizarse de forma aislada, en donde satisface la demanda local del consumidor final, o de forma integrada, donde suministra energía al resto del sistema eléctrico [26]. Generalmente, en el proceso de generación se utilizan fuentes de energía no convencionales que funcionan a partir del aprovechamiento de recursos naturales tales como la luz del sol, la velocidad del viento, la fuerza del agua, la materia orgánica de origen animal y vegetal, entre otras. El uso de estas tecnologías ha contribuido con la reducción de la contaminación ambiental causada por la emisión de gases de efecto invernadero provenientes de algunas fuentes de generación tradicionales, como los combustibles fósiles y generadores diésel. En la figura 2.2 se pueden observar generadores eólicos y paneles solares, tecnologías que producen energía eléctrica a partir de la potencia del viento y la luz del sol, y que además son amigables con el medio ambiente.



Figura 2.2. Fuentes de generación distribuida.

(Imagen tomada de: <https://www.cronista.com/economiapolitica/Promulgan-la-ley-de-generacion-distribuida-de-energia-renovable-20171227-0066.html>)

Otra de las ventajas más importantes de las fuentes de generación distribuida es que pueden utilizarse para brindar el servicio eléctrico a zonas que se encuentran por fuera del Sistema Interconectado Nacional, contribuyendo así a mejorar la calidad de vida de los habitantes de dichas zonas. En algunos países las energías alternativas han incursionado con gran éxito debido a la implementación de leyes que benefician a los promotores y usuarios de estas tecnologías. A continuación, se describen las dos tecnologías no convencionales de generación de energía eléctrica más importantes en la actualidad, es decir, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

a) Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es un tipo de energía limpia, renovable y amigable con el medio ambiente ya que cuenta con un recurso de generación inagotable: la luz del sol. La producción de energía solar fotovoltaica depende de ciertos factores como la posición de las nubes, la ubicación, la incidencia de rayos solares, la temperatura de operación y factores climáticos generales [27].

El proceso de transformación de la energía solar en energía eléctrica se realiza mediante la utilización de paneles solares, diseñados en materiales semiconductores, tales como el silicio y el cadmio. Un panel fotovoltaico, como el que se muestra en la figura 2.3, está compuesto por celdas fotovoltaicas que permiten transformar los fotones que componen el espectro visible de luz solar recibido en energía eléctrica. Para este proceso es necesario un material en el que la absorción de luz eleve un electrón a un estado de energía más alto y, en segundo lugar, que la corriente generada pueda ser transmitida a un circuito externo. Mediante este proceso, el electrón disipa su energía en el circuito externo y vuelve a la célula solar. Estos materiales se configuran en unión PN. En la figura 2.4 se muestra el circuito equivalente de un panel solar. Este modelo consta de un diodo clásico de unión P-N. Los componentes electrónicos son modelados como fuentes y las resistencias modelan las pérdidas [28]. Aplicando la primera y segunda ley de Kirchhoff a este circuito equivalente, es posible conocer la corriente generada por el panel solar, presentada en la ecuación 2.1. La resistencia shunt tiende a infinito, por lo tanto, no afecta el desempeño del panel [28].



Figura 2.3. Parque solar fotovoltaico

(Imagen tomada de: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>)

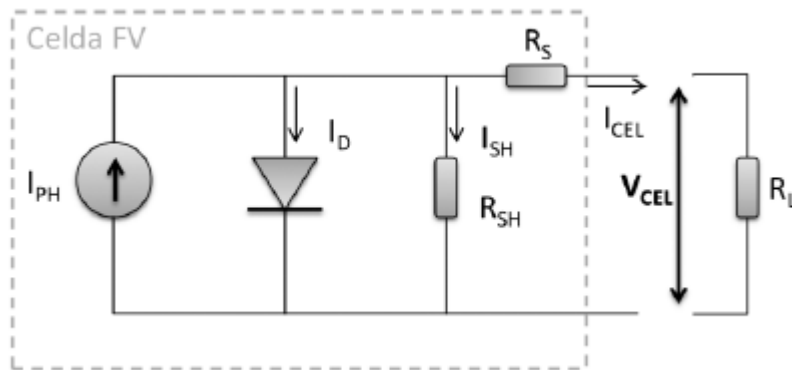


Figura 2.4. Circuito equivalente de un panel solar.

$$I_{panel} = Np \cdot I_{ph} - Np \cdot I_o \left[e^{\frac{q \left(\frac{V}{N_s} + \frac{I_{cel} R_s}{N_p} \right)}{K T c A}} - 1 \right] \quad (2.1)$$

donde:

I_{ph} es la corriente fotogenerada a un valor fijo de radiación solar.

R_{sh} representa la pérdida por corriente de fuga.

R_s representa la caída de voltaje a la salida.

R_L es la resistencia en la carga.

b) Energía Eólica

Una de las energías alternativas renovables más utilizadas en la actualidad es la energía eólica, la cual utiliza la fuerza del viento para la generación de energía eléctrica. Este proceso se obtiene utilizando turbinas eólicas. Cuando el viento pasa a través de las aspas de la turbina, estas se elevan y giran alrededor de un eje, a través del cual se convierte la energía cinética producida por el viento en energía mecánica rotacional. Este eje está unido a una caja de engranajes, cuya función es incrementar la velocidad de rotación hasta obtener valores apropiados para el generador, el cual utiliza campos magnéticos para convertir la energía rotacional en energía eléctrica [29]. En la figura 2.4, se muestran los principales componentes de un aerogenerador.

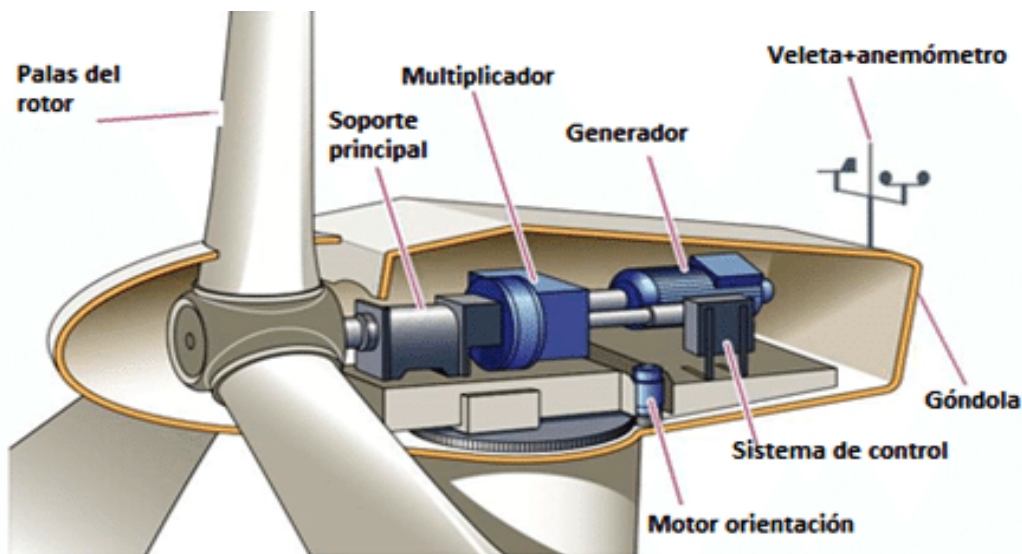


Figura 2.4. Componentes de un generador eólico.

(Imagen tomada de: <https://www.researchgate.net/publication/321807468-Sistema-de-Control-para-Aerogeneradores-Empleando-Logica-Difusa>)

Como se mencionó antes, una turbina eólica se encarga de transformar la energía producida por la acción del viento en energía eléctrica. Para llevar a cabo este proceso de manera óptima, se han diseñado diferentes tipos de turbinas, en las cuales se presentan variaciones en el número de aspas, tamaño, orientación del eje, entre otros. Los estudios realizados demuestran que las turbinas eólicas más eficientes son de eje horizontal, tres aspas, orientadas contra la dirección del

viento [29]. Estas turbinas se fabrican principalmente para dos condiciones: Velocidad fija y velocidad variable. La utilización de cada tipo de turbina dependerá de la necesidad que se desea satisfacer. En las turbinas de velocidad fija se utilizan principalmente generadores de inducción jaula de ardilla (SCIG), mientras que las de velocidad variable suelen estar equipadas con máquinas síncronas o generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) [30].

✓ Turbinas eólicas de velocidad fija (FSWT):

Los aerogeneradores de velocidad fija son dispositivos eléctricos bastante simples que constan de un rotor aerodinámico que impulsa un eje de baja velocidad, una caja de engranajes, un eje de alta velocidad y un generador de inducción. Estas turbinas generalmente están equipadas con un generador de inducción jaula de ardilla (SCIG), en el cual la velocidad permanece constante a pesar de las variaciones del viento. Cabe resaltar que los generadores de inducción consumen gran cantidad de potencia reactiva por la necesidad de utilizar arrancadores suaves para magnetizar la máquina, por lo cual es necesario conectar un banco de capacitores en las turbinas para la compensación reactiva [29] [30]. En la figura 2.5 se observa un esquema de una turbina eólica de velocidad fija conectada a la red eléctrica.

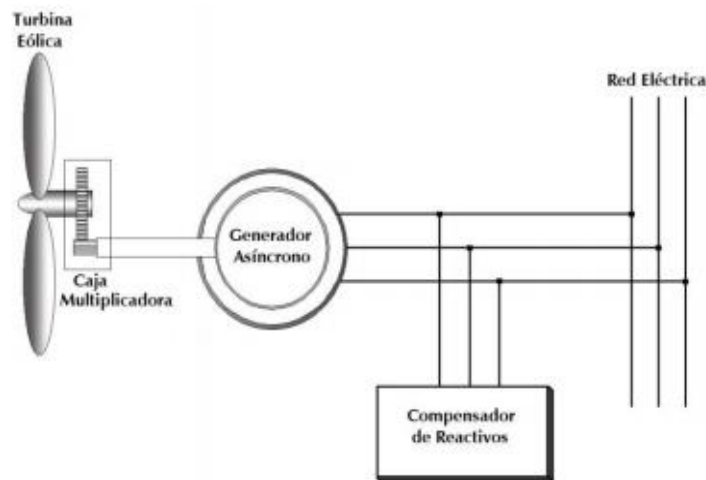


Figura 2.5. Turbina eólica de velocidad constante (FSWT).
(Imagen tomada de [29])

La potencia mecánica generada por la turbina eólica está dada por la ecuación 2.2.

$$P_w = \frac{\rho}{2} C_p(\lambda) A_r V_w^3 \quad (2.2)$$

donde:

ρ es la densidad del aire

C_p es el coeficiente de potencia del rotor

λ es el índice de velocidad final

A_r es el área de sección transversal del rotor

V_w es la velocidad del viento

✓ **Turbinas eólicas de velocidad variable (VSWT):**

Las turbinas de velocidad variable usan convertidores electrónicos cuya función es desacoplar la frecuencia de la red de la frecuencia del aerogenerador, lo cual permite que la energía pueda ser almacenada en la masa inercial del eje para después realizar control de voltaje y potencia en caso de que se requiera mejorar la estabilidad de la red [31].

Las configuraciones de aerogeneradores de velocidad variable más utilizados en la actualidad son el generador síncrono de acople directo (DDSG) y el Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG).

➤ ***Generador Síncrono de Acople Directo (DDSG):***

En esta configuración, figura 2.6, el generador es conectado directamente a la red desde el estator de la máquina, a través de un convertidor de potencia [30]. La ventaja principal de esta configuración es que no requiere de una corriente magnetizante para su funcionamiento, por lo cual no se hace necesario el control de reactivos [31]. Esta turbina está diseñada para generar potencia a varias velocidades y máximas eficiencias. El convertidor de potencia que conecta al aerogenerador con la red se encarga de controlar la velocidad del rotor, y evita que las fluctuaciones del viento generen perturbaciones en la potencia de salida e inestabilidad en el sistema [30].

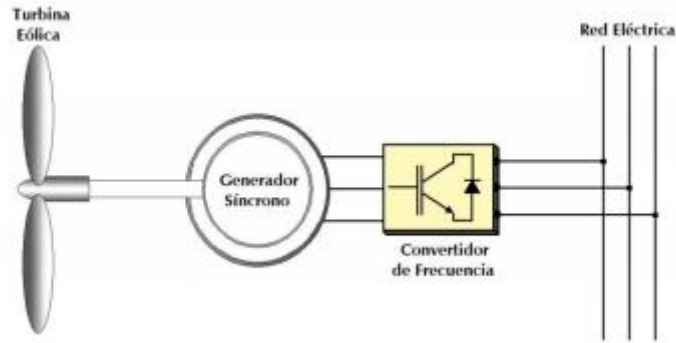


Figura 2.6. Turbina eólica de velocidad variable con generador DDSG.
(Imagen tomada de [29])

➤ **Generador de Inducción Doblemente Alimentado:**

Este aerogenerador es actualmente el más utilizado en los parques eólicos, debido a que presenta grandes ventajas en cuanto a la relación costo/beneficio, alta eficiencia energética alto rendimiento, baja inversión y control flexible [30].

En esta configuración, se presenta excitación tanto en el rotor como en el estator del aerogenerador. Los terminales del estator se conectan directamente a la red, mientras que los terminales del rotor se conectan a un convertidor de frecuencia que controla la potencia de la máquina. Dicho convertidor inyecta potencia al rotor a velocidades debajo de la velocidad de sincronismo [30]. En la figura 2.7, se observa la configuración de la turbina de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado, en la cual se observa que se presenta alimentación tanto en el rotor como en el estator.

En este caso, la potencia mecánica P_w se puede formular en función de la velocidad del viento v_w , la velocidad del rotor ω_m y el ángulo de ataque θ_p , como se observa en la ecuación 2.3.

$$P_w = \frac{\rho}{2} C_p(\lambda, \theta_p) A_r V_w^3 \quad (2.3)$$

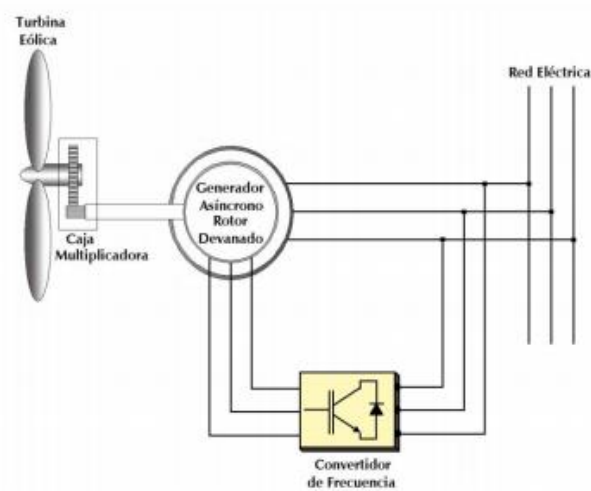


Figura 2.7. Turbina eólica de velocidad variable (VSWT) con generador DFIG
(Imagen tomada de [29])

2.1.2. Vehículos Eléctricos:

Un vehículo eléctrico es un vehículo impulsado total o parcialmente por uno o más motores eléctricos, que utilizan la energía eléctrica almacenada en las baterías y la transforman en energía cinética. Actualmente existen varios tipos de vehículos eléctricos, entre los cuales se destacan los vehículos eléctricos puros, en donde la propulsión del vehículo es producida totalmente por motores eléctricos, y los vehículos eléctricos híbridos, en donde se utilizan motores eléctricos y de combustión interna para el impulso del vehículo.

A pesar de que la invención de los vehículos eléctricos data de hace más de un siglo, sólo desde hace pocos años se ha visto la necesidad de implementarlos. Esto se debe a la creciente necesidad de solucionar los problemas ambientales generados por la utilización de combustibles fósiles en los motores de combustión interna. En la figura 2.8, se muestra un vehículo eléctrico conectado a una estación de carga.



Figura 2.8. Vehículo Eléctrico con estación de carga.

(Imagen tomada de: https://contratuerca.files.wordpress.com/2010/10/renault_twizy_2.jpg)

Los cargadores de baterías de los vehículos eléctricos se pueden clasificar, según su nivel de carga, en cargadores de corriente alterna o cargadores de corriente continua. El nivel 1 de carga corresponde a usos domésticos, mientras que el nivel 3 corresponde a cargadores rápidos comerciales. Los cargadores rápidos de vehículos eléctricos representan grandes demandas, por lo cual es necesario evaluar el impacto que trae consigo su integración a los sistemas eléctricos.

La configuración del cargador de EV consta de dos etapas: La primera, un convertidor CA-CC en el extremo delantero, y la segunda, un convertidor CC-CC en el extremo de la batería.

El cargador rápido de EV de entrada universal que se modela consta de un rectificador activo en el extremo delantero y un convertidor buck CC-CC en el extremo de la batería. Opera a factor de potencia unitario y posee la capacidad de conectarse a una amplia gama de voltajes de entrada. Proporciona una salida de voltaje CC regulada que es independiente de las variaciones de voltaje en la entrada que se encuentran dentro de los límites diseñados [32].

En las figuras 2.9 a 2.12 se muestran el arreglo del cargador rápido de vehículos eléctricos y sus respectivas etapas.

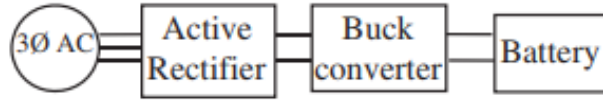


Figura 2.9. Arreglo del cargador rápido de EV
(Imagen tomada de [32])

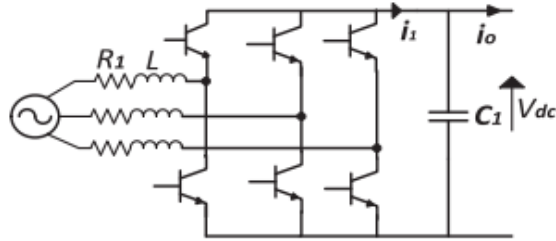


Figura 2.10. Rectificador activo. Primera etapa del cargador rápido de EV
(Imagen tomada de [32])

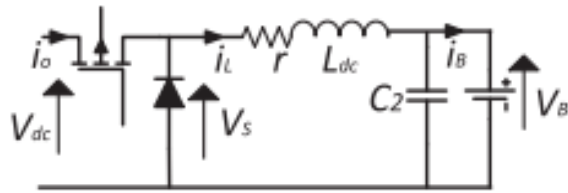


Figura 2.11. Convertidor Buck. Segunda Etapa del cargador rápido de EV
(Imagen tomada de [32])

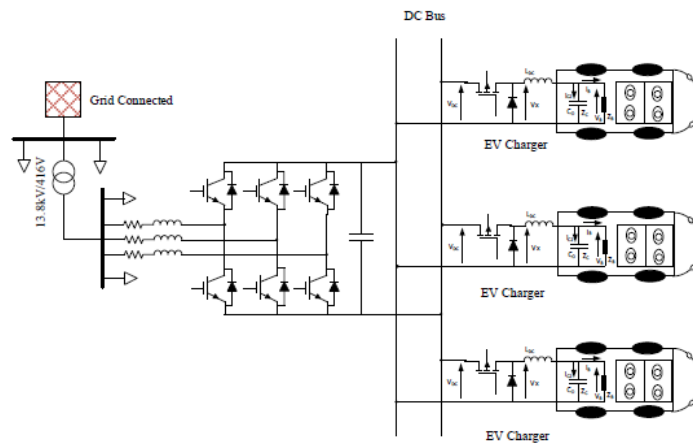


Figura 2.12. Modelo de cargador rápido de Vehículo Eléctrico.
(Imagen tomada de [33])

Al introducir nuevos modelos de carga a las redes existentes, es necesario identificar la variación de la demanda con respecto a la variación en el voltaje del sistema. La ecuación 2.4 representa la variación de potencia con respecto a la variación de voltaje para un vehículo eléctrico. Los pasos a seguir para obtener esta expresión pueden ser observados con detalle en [33].

$$\frac{P}{P_o} = \alpha \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha + b \quad (2.4)$$

2.2. Impacto de la integración de micro redes en sistemas eléctricos

Algunas tecnologías de Generación Distribuida producen energía eléctrica casi tan eficientemente como las grandes centrales eléctricas y a precios competitivos con la generación centralizada en ciertas aplicaciones, con menos impactos ambientales y mayor flexibilidad en su ubicación. La DG puede ser utilizada para satisfacer las crecientes demandas donde la actualización o instalación de nuevas líneas de transmisión o distribución no están disponibles por una u otra razón [6]. Por su parte, los vehículos eléctricos están representados como cargas adicionales a los sistemas de potencia, por lo cual se pueden presentar varios problemas con su implementación.

Los impactos asociados a la integración de las micro redes han sido evaluados y cuantificados en términos de la capacidad de crédito, valor energético y ahorro en el costo de la energía. Estos impactos se han clasificado en técnicos y económicos. Dentro de los impactos técnicos se tienen la reducción o aumento de pérdidas de potencia en las líneas, mejoramiento o desmejoramiento del perfil de tensión, reducción de emisiones de gases contaminantes, mayor eficiencia energética global, mejoramiento de la confiabilidad y seguridad del sistema, mejoramiento de la calidad de potencia, disminución o aumento de la congestión en los elementos. Los principales impactos económicos están relacionados con las altas inversiones iniciales que trae consigo la implementación de nuevas tecnologías, reducción de costos de operación y mantenimiento para algunas tecnologías de generación distribuida, reducción de costos en atención médica debido a reducción del impacto ambiental, incremento de la seguridad para cargas críticas, reducción de la

necesidad de sistemas de reserva y sus costos asociados, bajos costos de operación debido a la neutralización de picos, entre otros [6]. A continuación, se describen los impactos asociados a la integración de micro-redes sobre los indicadores operacionales más importantes de un sistema.

2.2.1. Impacto de las micro-redes sobre la estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema de mantener estables las tensiones de todas las barras aún después de que se presente alguna perturbación. Esta habilidad está ligada principalmente a la capacidad de mantener y/o reestablecer el equilibrio entre la generación y la demanda de potencia reactiva del sistema [34]. El hecho de integrar fuentes de generación distribuida provocará un impacto positivo sobre la estabilidad de tensión del sistema debido a que mejoran los perfiles de tensión en los nodos y disminuyen las pérdidas de potencia reactiva [12]. El impacto causado por la adición de las micro-redes sobre la estabilidad de tensión depende de su ubicación y dimensionamiento. Para que este impacto sea positivo para el sistema, se recomienda ubicar las fuentes DG en los nodos que presenten bajos niveles de estabilidad, más conocidos como nodos débiles. Por el contrario, si se van a integrar EV's, se recomienda que sea en nodos con buenos niveles de estabilidad, o nodos fuertes, con el fin de que el sistema no colapse a causa del aumento en la demanda.

2.2.2. Impacto de las micro-redes sobre el perfil de tensión

Una de las principales razones para integrar fuentes de generación distribuida a un sistema eléctrico es mejorar los perfiles de tensión y mantenerlos dentro de un rango aceptable en los terminales de los usuarios finales. Esta mejoría del perfil de tensión se debe al hecho de que las fuentes DG proporcionan parte de la potencia real y reactiva en los nodos a los que se conectan. Esto a su vez provoca que disminuyan los flujos de corriente a través de las líneas, y, por lo tanto, que la magnitud de las tensiones aumente [6]. El aumento en los perfiles de tensión no afectará el desempeño del sistema siempre y cuando no se violen los límites permisibles (0.95~1.05p.u). Es importante aclarar que este beneficio depende en gran manera de la ubicación y dimensionamiento de las fuentes a instalar, es decir, si estas no se instalan en los lugares apropiados pueden provocar efectos adversos a los esperados. Por su parte, la adición de

vehículos eléctricos podrá generar caídas de tensión en el sistema, debido al aumento en la demanda del sistema [18].

2.2.3. Impacto de las micro-redes sobre las pérdidas de potencia

La reducción de pérdidas de potencia es otro de los grandes beneficios ofrecidos por la integración de unidades de generación distribuida en la red. Las pérdidas de potencia se producen en los elementos del sistema, tales como líneas y transformadores, cuando a través de ellos circula una corriente eléctrica. Entre más grandes sean los flujos de corriente a través de estos elementos, mayores serán las pérdidas de potencia en el sistema, lo cual produce afectaciones principalmente a los usuarios finales, quienes son los que deben asumir los costos económicos asociados a estas pérdidas [6]. La integración de las fuentes DG provocará la disminución de los flujos de potencia a través de los elementos del sistema, lo que implica una reducción en las pérdidas totales de la red. En cuanto a los vehículos eléctricos, al aumentar los flujos de potencia para satisfacer la demanda, se van a presentar mayores pérdidas de potencia en el sistema. El impacto causado por la integración de las micro-redes en una red eléctrica también depende de su ubicación y dimensionamiento [18].

2.2.4. Impacto de las micro-redes sobre las corrientes de cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito son utilizadas para el diseño del sistema de protecciones y para determinar la capacidad de los elementos que lo componen (seccionadores, fusibles, reconectores, entre otros). La adición de elementos de micro-red (vehículos eléctricos y fuentes de generación distribuida), puede dar lugar a aumentos en los niveles de cortocircuito, lo que podría provocar que la capacidad térmica de los dispositivos de protección existentes sea superada. Como consecuencia de esto, en muchas ocasiones es necesario rediseñar el sistema de protecciones de tal manera que la integración de las micro-redes no provoque un desempeño inadecuado de los dispositivos de protección [18].

2.2.5. Impacto de las micro-redes sobre el medio ambiente

Otro de los grandes beneficios de las fuentes de generación distribuida es la producción de energía con emisiones mínimas de gases de efecto invernadero y otros contaminantes en comparación con las tecnologías de generación convencionales [6]. Así mismo, los vehículos eléctricos generan emisiones contaminantes muy bajas en relación con los vehículos impulsados por motores de combustión interna.

2.2.6. Impacto de las micro-redes sobre la cargabilidad de los elementos del sistema

Como consecuencia del suministro de energía eléctrica cerca de los puntos de carga, los flujos de corriente pueden disminuir en algunas secciones de la red [9]. Una buena ubicación de las fuentes de generación distribuida podría reducir los niveles de cargabilidad de algunos elementos del sistema (líneas y transformadores), lo cual podría contribuir a la extensión de su vida útil, mejorar su desempeño, posibilitar la alimentación de nuevas cargas sin necesidad de realizar inversiones adicionales y reducir las pérdidas de potencia en el sistema. No obstante, si el nivel de penetración de DG es muy alto para la capacidad del alimentador, los efectos de su integración podrían ser negativos, es decir, aumentaría la cargabilidad de los elementos y los límites de seguridad podrían ser infringidos. Con respecto a la integración de vehículos eléctricos, las estaciones de carga tienden a aumentar la cargabilidad de los elementos del sistema debido al aumento en la energía demandada. Así como en el caso de la alta penetración de DG, este aumento podría causar que se alcancen y superen los límites de capacidad térmica de las líneas y/o los transformadores de la red. Por esta razón, es recomendable instalar las estaciones de carga de EV's en lugares de la red en que las líneas no operen cerca de su capacidad térmica [18].

Una vez revisados estos conceptos, y conociendo los impactos más significativos producidos por la inclusión de micro-redes en las redes existentes, es importante conocer de qué manera dichos impactos pueden ser cuantificados. En el siguiente capítulo se muestra el análisis derivado de la revisión y clasificación de uno de los métodos de evaluación más utilizados en la actualidad, es decir, el método de los índices de desempeño.

Capítulo 3

Análisis y Clasificación de Índices Empleados en la Cuantificación del Impacto

Como se ha descrito en los capítulos anteriores, el hecho de integrar nuevos elementos a un sistema eléctrico existente provocará que se presenten alteraciones en su desempeño. Dependiendo de la naturaleza dichos elementos (fuentes de generación o cargas), los impactos generados sobre el sistema podrán ser positivos o negativos. Así mismo, estos impactos dependerán de otros factores, tales como la ubicación, niveles de penetración y cantidad de elementos adicionados a la red. Teniendo en cuenta esto, es muy importante conocer de que manera se va a ver afectado un sistema cuando a él se van a adicionar estos nuevos elementos.

Con el paso del tiempo y ante la creciente incursión de las nuevas tecnologías de micro-red, ha surgido la necesidad de implementar metodologías que permitan a los operadores de red determinar si es posible o no su integración en las redes existentes. Una herramienta muy útil para la cuantificación del impacto asociado a la implementación de vehículos eléctricos y fuentes de generación distribuida es la utilización de índices de desempeño. En la formulación de estos índices se comparan los principales indicadores operacionales del sistema antes y después de la integración de los nuevos elementos. En algunos estudios el impacto sobre la red se determina a través del análisis de un solo índice, mientras que otros utilizan varios índices individuales para la formulación de un índice global. En la tabla 3.1 se muestra un listado de algunos estudios relacionados con el análisis del impacto producido al integrar fuentes de generación distribuida y/o vehículos eléctricos en las redes eléctricas. Así mismo, se indica cuáles índices de desempeño utilizan los autores para evaluar el rendimiento del sistema. Se puede observar claramente que los índices mas utilizados por los investigadores para la cuantificación del impacto son los de estabilidad de tensión, perfil de tensión y pérdidas de potencia.

ÍNDICE									
Referencia	Estabilidad de tensión	Perfil de tensión	Caída de tensión	Pérdidas de potencia	Capacidad de corriente de los conductores	Corrientes de cortocircuito	Impacto ambiental	Global o Multi-objetivo	Año de publicación
[6]		x		x			x	x	2004
[7]		x							2005
[8]		x							2006
[9]			x	x	x	x		x	2006
[10]			x	x				x	2009
[11]			x	x	x	x			2010
[12]	x								2010
[13]	x								2012
[14]	x								2012
[16]	x								2013
[17]		x		x	x	x			2014
[18]		x		x	x	x		x	2014
[19]			x	x			x		2014
[20]	x								2015
[21]	x								2015
[22]	x								2017
[23]	x						x		2017

Tabla 3.1. Relación de referencias e índices involucrados.

3.1. Índice de Estabilidad:

En la revisión realizada sobre el impacto de las micro-redes en los sistemas de distribución, los índices de estabilidad de tensión se utilizan, principalmente, para determinar los nodos o barras en los que se pueden ubicar los elementos de micro-red, para presentar la menor afectación del sistema. Si se van a instalar fuentes de generación distribuida, es recomendable ubicarlas en nodos débiles, debido a que la adición de estas fuentes puede contribuir a mejorar los perfiles de tensión y fortalecer dichos nodos. En cambio, si se van a adicionar vehículos eléctricos, los nodos permisibles serán los nodos fuertes, debido a que éstos correrán menos riesgos de colapsar ante la presencia de cargas adicionales.

En [12] se propone una comparación entre dos metodologías que proponen la ubicación de fuentes de generación distribuida. El primer método considera la ubicación de las fuentes

teniendo en cuenta la minimización de las pérdidas de potencia. En el segundo método se utilizan índices de estabilidad de tensión (SI) para determinar la ubicación óptima de las fuentes. Las fuentes de generación distribuida se modelaron como fuentes de inyección de potencia constante conectadas en los nodos PV. Este estudio se llevó a cabo en los sistemas IEEE de 30 y 33 nodos. Los autores concluyen que el método empleado es eficiente para mejorar los perfiles de tensión, reducir las pérdidas de potencia, aumento en la capacidad de transferencia de potencia, carga máxima y margen de estabilidad de voltaje. En la ecuación 3.1 se muestra la formulación matemática del índice de estabilidad de tensión utilizado en este análisis, definido como SI . Este índice es obtenido a partir de la figura 3.1.

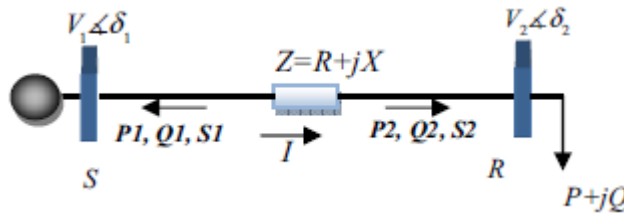


Figura 3.1 Esquema empleado para la formulación del índice SI

$$SI(r) = 2V_1^2 V_2^2 - V_2^4 - 2V_2^2 (PR + QX) - |Z|^2 (P^2 + Q^2) \quad (3.1)$$

donde:

- V_1 es el voltaje en el nodo de generación.
- V_2 es el voltaje en el nodo de la carga.
- P es la potencia activa de la carga.
- R es la resistencia de la línea.
- Q es la potencia reactiva de la carga.
- X es la reactancia de la línea.
- Z es la impedancia de la línea.

En [13] se propone un nuevo algoritmo para la ubicación y dimensionamiento de fuentes DG basados en un nuevo índice de estabilidad de tensión. El índice propuesto PSI (*Power Stability Index*) es utilizado para determinar la ubicación óptima de las fuentes de generación, ya que permite identificar los nodos más sensibles del sistema. Una vez se ha determinado la ubicación óptima de las unidades generadoras, se procede a encontrar el máximo nivel de penetración con el cual también se reduzcan las pérdidas de potencia y mejoren los perfiles de tensión en la red.

Este índice fue calculado sobre tres sistemas de distribución radiales de 12 nodos, 12 nodos modificado y 69 nodos. El índice de estabilidad de potencia utilizado en este análisis se muestra en la ecuación 3.2.

$$PSI = \frac{4r_{ij}(P_L - P_G)}{[V_i \cos(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (3.2)$$

donde:

P_L es la potencia activa en la carga.

P_G es la potencia activa generada.

V_i es el voltaje en el nodo i

En [14] se estudia el impacto de la generación eólica en la estabilidad de tensión de un sistema de potencia, bajo varios escenarios de penetración y variación de la carga. Para esto, se utilizó un índice de estabilidad de tensión definido como VCPI y presentado en la ecuación 3.3. Este estudio se realizó en el sistema WSCC de 9 nodos y 3 generadores, utilizando como herramienta de simulación el software PSAT, toolbox de Matlab. Los autores utilizaron el método de análisis modal para determinar el nodo más susceptible del sistema a presentar colapsos. Este nodo se utilizó para la variación de la carga para efectuar las simulaciones. En este estudio se simularon tres escenarios. El primero correspondió al caso base; en el segundo escenario se reemplazó el generador síncrono del nodo 2 por un generador eólico DFIG de igual tamaño; y en el tercer escenario se reemplazó el generador síncrono del nodo 3 por un generador DFIG de igual tamaño. Para cada escenario simulado se calculó el índice VCPI (Voltage Collapse Proximity Index). Los autores concluyen que, al integrar fuentes de energía eólica con bajos niveles de penetración, se mejora la estabilidad de tensión del sistema. Así mismo, se concluye que la integración de las turbinas eólicas afecta los perfiles de tensión y por lo tanto es necesario que el operador de red tome acciones correctivas para prevenir el colapso en el voltaje del sistema.

$$VCPI_k = \left| 1 - \frac{\sum_{m=1, m \neq k}^N V'_m}{V_k} \right| \quad (3.3)$$

El cálculo de V'_m se muestra en la ecuación 3.4.

$$V'_m = \frac{Y_{km}}{\sum_{j=1, j \neq k}^N Y_{kj}} V_m \quad (3.4)$$

donde:

- V_k es el voltaje fasorial en el nodo k.
- V_m es el voltaje fasorial en el nodo m.
- Y_{km} es la admitancia entre los nodos k y m.
- Y_{kj} es la admitancia entre los nodos k y j.

En [16] se presentan los efectos producidos por la integración de turbinas eólicas en un sistema radial de 33 nodos. En este artículo se utiliza el índice VSI (*Voltage Stability Index*) propuesto en [36] en el año 2002. Igual que en los casos anteriores, el índice de estabilidad es utilizado para determinar los nodos más débiles del sistema, en los cuales se incorporarán las turbinas eólicas. Mediante la utilización de este índice, los autores concluyen que la integración de las turbinas eólicas es favorable para la red siempre y cuando se cuenta con un buen sistema de compensación reactiva. En la ecuación 3.5 se muestra el índice de estabilidad de tensión obtenido de la figura 3.2.

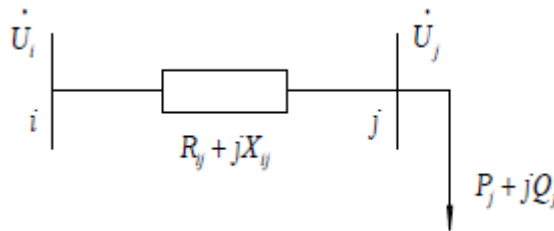


Figura 3.2. Esquema para la formulación del índice VSI

$$VSI(j) = U_j^4 - 4(P_j R_{ij} + Q_j X_{ij})^2 - 4(P_j R_{ij} + Q_j X_{ij}) U_j^2 \quad (3.5)$$

donde:

- N es el número total de nodos.
- U_i es la tensión del nodo i.
- U_j es la tensión del nodo j.
- R_{ij} es la resistencia de la rama ij.

X_{ij} es la reactancia de la rama ij.

P_j es la potencia activa total de alimentación a través del nodo j.

Q_j es la potencia reactiva total de alimentación a través del nodo j.

En [20] se presenta un enfoque analítico para predecir el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas de potencia, perfiles de tensión y estabilidad. En este estudio se utiliza un índice combinado de estabilidad de voltaje (CVSI: *Combined Voltage Stability Index*), para encontrar la ubicación óptima de las fuentes DG en los sistemas de distribución. Este índice presentado en la ecuación 3.6, se calcula a partir de la integración de indicadores de estabilidad de potencia y estabilidad en las líneas propuestos en [13] y [24] y mostrados en las ecuaciones 3.7 y 3.8, respectivamente, y es utilizado para identificar los nodos más susceptibles a presentar colapsos ante posibles perturbaciones en el sistema. Para encontrar el nivel de penetración de DG óptimo, se aumenta gradualmente el porcentaje de potencia activa de la fuente, siendo seleccionado como punto óptimo aquel escenario en el cual las pérdidas de potencia fueron menores. Las simulaciones se llevaron a cabo en sistemas radiales de 12 y 69 nodos mediante códigos en Matlab.

$$CVSI = \alpha \times \{Max(VSI) + Max(LSI)\} \quad (3.6)$$

$$VSI = \frac{4r(k)(P_L - P_G)}{[|V_{n1}| \cos(\theta_k - \delta_{n1} + \delta_{n2})]^2} \leq 1 \quad (3.7)$$

$$LSI = \frac{4x(k)(Q_L)}{[|V_{n1}| \sin(\theta_k - \delta_{n1} + \delta_{n2})]^2} \leq 1 \quad (3.8)$$

En [21] se presenta un estudio basado en la identificación de los nodos más sensibles del sistema con el fin de ubicar las fuentes DG. Este estudio se lleva a cabo por medio de tres métodos de sensibilidad basados en la reducción de pérdidas (LSF: *Loss Sensivity Factor*), estabilidad de tensión (L-index) y mejoramiento del perfil de tensión (VPI: *Voltage Performance Index*). Las simulaciones son realizadas sobre el sistema IEEE de 39 nodos utilizando la herramienta PSAT.

La ubicación óptima de las fuentes DG es determinada con cada uno de los métodos propuestos. En los índices L-index y VPI se toman en cuenta los nodos en los que se presenten los valores más altos, mientras que en el índice LSF los nodos seleccionados son aquellos cuyos valores sean menores. Las ecuaciones 3.9, 3.10 y 3.11 corresponden a los índices de sensibilidad de pérdidas, mejoramiento de los perfiles y estabilidad de tensión respectivamente.

$$LSF_i = \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_i} = \frac{P_{loss}^i - P_{loss}^b}{P_{DG,i}^{inc}} \quad (3.9)$$

donde:

LSF es el factor de sensibilidad de pérdidas.

P_{loss}^i corresponde a pérdidas en el sistema con incremento en la capacidad DG en el nodo de carga i^{th} .

P_{loss}^b corresponde a las pérdidas totales del sistema para el caso base.

$P_{DG,i}^{inc}$ es el incremento en la capacidad de DG en el nodo i^{th} .

$$VPI^i = \sum_{j=1}^N \frac{w_j}{2n} \left(\frac{\Delta V_j^i}{\Delta V_j^{lim}} \right)^{2n} \quad (3.10)$$

donde:

N es el número total de nodos del sistema.

w_j es el factor de peso del nodo j que es escogido por el operador del sistema.

$2n$ es el orden del índice de rendimiento.

$V_j^{(i)}$ es el voltaje en el nodo j con un cambio en el incremento del tamaño de DG en el nodo i^{th} .

$$L_j = \max_{j \in \alpha_l} \{L_j\} = \max_{j \in \alpha_l} \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_g} F_{ji} V_i}{V_j} \right| \quad (3.11)$$

donde:

α_l es el conjunto de nodos de carga.

α_g es el conjunto de nodos generadores.

V_j es el voltaje complejo para el nodo de carga j .

V_i es el voltaje complejo para el nodo generador i .

F_{ji} es el factor de participación de carga.

En [22] se propone un índice de evaluación de la estabilidad de tensión (F_{vsi}), considerando integración de DG. Este artículo presenta un estudio muy interesante puesto que el índice de estabilidad de tensión propuesto considera la influencia de las fuentes DG en las redes de distribución, mientras que los estudios anteriores utilizan un índice de estabilidad aplicable a sistemas tradicionales (sin elementos de micro-red). El índice propuesto se puede calcular para todos los nodos del sistema y permite determinar cuál de ellos es el más débil, es decir, que puede colapsar ante variaciones en la carga o perturbaciones. En el estudio realizado se conectan fuentes de DG en todos los nodos del sistema y se calcula el índice F_{vsi} para cada uno de ellos. Las simulaciones se realizan sobre el sistema IEEE de 33 nodos. El índice F_{vsi} es adecuado para sistemas radiales que consideran la integración de fuentes DG. En la ecuación 3.12 se define el índice de evaluación de estabilidad propuesto, el cual es obtenido a partir de la figura 3.3.

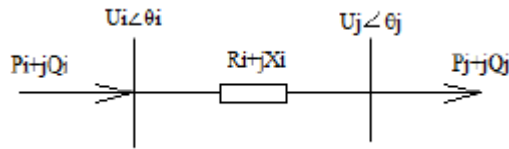


Figura 3.3. Esquema para la formulación del índice F_{vsi}

$$F_{vsi} = \frac{4Q(R_i^2 + X_i^2)}{X_i U_i^2} \leq 1 \quad (3.12)$$

donde:

Q es la potencia reactiva en el nodo.

R_i es la resistencia de la línea.

X_i es la reactancia de la línea.

U_i es el voltaje de nodo.

En [23] se presenta un índice de estabilidad para determinar la ubicación y dimensionamiento óptimos de diferentes tipos de unidades DG con el fin de reducir pérdidas de potencia, mejorar los perfiles de tensión y disminuir los niveles de contaminación ambiental. Se utiliza el índice VSI presentado en la ecuación 3.13 para determinar los nodos más críticos del sistema, que serán seleccionados como puntos óptimos de ubicación de las fuentes. El análisis se lleva a cabo considerando tres tipos de unidades DG: El tipo I inyecta potencia activa al sistema, el tipo II

inyecta potencia activa y reactiva, y el tipo III inyecta potencia activa y absorbe potencia reactiva. Para cada tipo de fuente se determina el punto de ubicación óptima sobre sistemas de distribución radiales de 33 y 69 nodos.

$$VSI(n) = V_m^4 - 4(P_n X_{mn} - Q_n R_{mn})^2 - 4(P_n R_{mn} - Q_n X_{mn}) V_m^2 \quad (3.13)$$

donde:

R_{mn} es la resistencia de la línea conectada entre los nodos m y n.
 X_{mn} es la reactancia de la línea conectada entre los nodos m y n.
 P_n es la potencia activa de alimentación a través del nodo n.
 Q_n es la potencia reactiva de alimentación a través del nodo n.
 V_m es la magnitud del voltaje en el nodo m.

3.2. Índice de perfil de tensión:

El índice de perfil de tensión es uno de los más utilizados en el análisis del impacto de la integración de micro-redes en las redes eléctricas. Esto se debe principalmente al hecho de que, al incorporar nuevos elementos a las redes existentes, se van a presentar variaciones en los voltajes de cada nodo del sistema. En los estudios revisados se puede observar que la integración de fuentes DG contribuye a aumentar los perfiles de tensión de los nodos cercanos, mientras que la integración de vehículos eléctricos genera caídas en las tensiones del sistema. Por esto, es muy importante el estudio de este índice para determinar si la inclusión de los nuevos elementos favorece o no a la red analizada. Cabe resaltar, que el impacto producido por los elementos de micro-red sobre los perfiles de tensión de las redes, depende en gran medida de la ubicación de estas unidades. A continuación, se describen algunos de los estudios más relevantes en la utilización de este índice.

En [6] se propone un conjunto de índices con el fin de evaluar y cuantificar los beneficios técnicos producidos por la integración de fuentes DG. Los autores realizan el estudio a través de la formulación de índices de perfil de tensión, pérdidas de potencia e impacto ambiental. En la formulación de los índices se establece una relación del indicador antes y después de la integración de las fuentes. Para analizar el impacto total sobre el sistema, se propone el índice

global BI (*Distributed Generation Benefit Index*) que reúne los índices individuales mencionados. Este estudio se realiza sobre un sistema enmallado de 12 nodos y uno radial de 9. Se efectúan simulaciones de cuatro escenarios con diferentes ubicaciones de las fuentes. En cuanto al perfil de tensión, se propone el índice de mejoramiento VP_{II} (*Voltage Profile Improvement Index*), que se presenta en la ecuación 3.14, el cual relaciona los voltajes de nodo antes y después de la integración de las micro-redes. El cálculo del índice de perfil de tensión se presenta en la ecuación 3.15 y es aplicable para el sistema con y sin fuentes DG. Los autores concluyen que la integración de estas fuentes contribuye a mejorar considerablemente los perfiles de tensión si se ubican de forma adecuada.

$$VP_{II} = \frac{VP_{w/DG}}{VP_{wo/DG}} \quad (3.14)$$

$$VP = \sum_{i=1}^N V_i L_i K_i \quad (3.15)$$

donde:

$VP_{w/DG}$ es la medida del perfil de tensión con generación distribuida.

$VP_{wo/DG}$ es la medida del perfil de tensión sin generación distribuida.

V_i es la magnitud de la tensión en p.u. en el nodo i.

L_i es la carga p.u. en el nodo i.

k_i es el factor de peso para el nodo de carga i.

En [7] se formulan dos nuevos índices cuadráticos de mejoramiento de perfil de tensión VP_{II1} y VP_{II2}, presentados en las ecuaciones 3.16 y 3.18, respectivamente, mediante una modificación al índice VP_{II} propuesto en [6]. Esta modificación es realizada con el fin de cuantificar y optimizar la influencia de fuentes DG sobre los perfiles de tensión sin necesidad de emplear otros métodos de optimización. El cálculo de los índices de perfil de tensión para cada caso se muestra en las ecuaciones 3.17 y 3.19. El estudio es realizado sobre un sistema radial de 33 nodos, obtenido al simplificar el sistema IEEE de 34 nodos. Los autores concluyen que la utilización de estos índices muestra de manera clara el impacto producido por las fuentes DG sobre los perfiles de

tensión. Así mismo, resaltan la importancia de ubicar de manera adecuada las fuentes DG, ya que éstas juegan un papel muy importante en el mejoramiento del perfil de tensión.

$$VP_{II_1} = \frac{VP_1 \text{ with DG}}{VP_1 \text{ without DG}} \quad (3.16)$$

$$VP_1 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N VP_{1i} \quad (3.17)$$

$$VP_{II_2} = \frac{VP_2 \text{ with DG}}{VP_2 \text{ without DG}} \quad (3.18)$$

$$VP_2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N VP_{2i} \quad (3.19)$$

donde:

- VP_1 es el índice de perfil de voltaje usando el primer método.
- VP_{1i} es el perfil de voltaje del nodo i usando el primer método.
- VP_2 es el índice de perfil de voltaje usando el segundo método.
- VP_{2i} es el perfil de voltaje del nodo i usando el segundo método.
- N es el número de nodos del sistema.

En [8] se propone el índice *VILRI* que combina los índices de mejoramiento de perfil de tensión (VP_{II_1} y VP_{II_2}) propuestos en [7] con el índice de reducción de pérdidas en las líneas (*LLRI*) propuesto en [6]. El objetivo de este estudio es evaluar el impacto de la integración de fuentes DG sobre un sistema de distribución. El análisis es realizado sobre el mismo sistema de 33 nodos empleado en [7], mediante códigos de flujo de potencia y flujo de potencia óptimo ejecutados utilizando Matlab. Los resultados obtenidos demuestran que el índice combinado propuesto es un claro indicador del impacto de la generación distribuida sobre los perfiles de tensión y las pérdidas de potencia del sistema. En las ecuaciones 3.20 y 3.21 se muestran los índices combinados propuestos para llevar a cabo el análisis. La formulación matemática de los índices VP_{II_1} y VP_{II_2} se muestra en las ecuaciones 3.16 y 3.18. La formulación del índice *LLRI* se muestra más adelante, en la ecuación 3.29.

$$VILRI_1 = VP_{II_1} + \frac{1}{LLRI} \quad (3.20)$$

$$VILRI_2 = VP_{II_2} + \frac{1}{LLRI} \quad (3.21)$$

donde:

VP_{II_1} es el índice del mejoramiento del perfil de voltaje usando el método 1.

VP_{II_2} es el índice del mejoramiento del perfil de voltaje usando el método 2.

$LLRI$ es el índice de reducción de pérdidas

En [17] se presenta un análisis comparativo de varios indicadores que evalúan el impacto de la conexión de fuentes DG en un sistema de distribución, tales como los perfiles de tensión, las pérdidas de potencia, capacidad de conductores, corrientes de cortocircuito, armónicos y confiabilidad. El análisis comparativo consiste en el cálculo de los índices propuestos considerando valores medios de carga y generación, así como valores que consideran su variabilidad. Para obtener estos valores de variabilidad de demanda y generación, se utilizaron curvas de comportamiento horario de las cargas y de un generador eólico respectivamente. El estudio se realiza sobre un sistema IEEE de 33 nodos. Al calcular los índices para cada caso, es decir, con valores medios y valores variables, se observa que las tensiones del sistema mejoraron con la integración de las fuentes DG. Debido a que los perfiles de tensión de un sistema dependen de la variación de la demanda y la generación, los autores recomiendan calcular el índice considerando estos valores. En la ecuación 3.22 se muestra el índice de mejoramiento de perfil de tensión. El cálculo del índice de perfil de tensión considerando valores medios y valores horarios se muestra en las ecuaciones 3.23 y 3.24 respectivamente.

$$VP_{II} = \frac{VP_{WDG}}{VP_{NDG}} \quad (3.22)$$

$$VP = \sum_{i=1}^N V_i L_i K_i \quad (3.23)$$

$$VP = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^N VP_{i,t} P_{i,t} K_{i,t} \quad (3.24)$$

donde:

VP_{wDG} es el perfil de tensión con generación distribuida.

VP_{NDG} es el perfil de tensión sin generación distribuida.

V_i es la magnitud de tensión en la barra i en p.u.

L_i es la carga en la barra i en p.u.

K_i es el factor de ponderación para las cargas en la barra i .

$VP_{i,t}$ es la magnitud de tensión en la barra i en la hora t .

$P_{i,t}$ es la potencia activa en la barra i en la hora t .

$K_{i,t}$ es el factor de ponderación para las cargas en la barra i en la hora t .

N es el número de barras del sistema.

En [18] se propone una metodología para cuantificar los impactos técnicos de la integración de algunos elementos de micro-red (generación distribuida y vehículos eléctricos). En este estudio se compara el desempeño de un sistema de distribución antes y después de la integración de los elementos mencionados. Las simulaciones se realizan sobre un sistema real colombiano de 135 nodos utilizando el software DigSilent. Se simulan cuatro escenarios: el primero es el caso base, el segundo incluye adición de las fuentes DG, en el tercero se adicionan los EV y en el cuarto se adicionan fuentes DG y EV combinadas. Las fuentes de generación distribuida son representadas por el modelo de pequeña central hidroeléctrica. Los resultados obtenidos muestran que en presencia de plantas DG se incrementan los perfiles de tensión con respecto al caso base, mientras que al integrar EV's estos disminuyen. Cuando se integran ambos elementos el impacto total es positivo, pues prevalece el efecto positivo de las fuentes DG sobre el efecto negativo de los EV's. En la ecuación 3.2.5 se muestra el índice de perfil de tensión propuesto.

$$VP = 1 - \frac{\sum_{j=1}^N |1 - V_j^{\mu G}|}{\sum_{j=1}^N |1 - V_j|} \quad (3.25)$$

donde:

N es el número de nodos.

V_j es el voltaje en el nodo j en el caso base.

$V_j^{\mu G}$ es el voltaje en el nodo j con la integración de micro-redes.

3.3. Índice de Caída de Tensión

Este índice está muy relacionado con el perfil de tensión, pues también utiliza los voltajes nodales para su formulación. El objetivo de este índice es verificar que no se superen los límites de caída o subida de tensión en los nodos de la red al incorporar las micro-redes. A continuación, se muestran algunos estudios relacionados con este índice.

En [9] se presenta la formulación de un índice multi-objetivo para redes de distribución que incluyen la integración de fuentes DG. Algunos de los índices propuestos en este artículo son el IVD e IVR. El índice IVD está relacionado con la máxima caída de tensión de cada nodo con respecto al caso base, mientras que el IVR muestra la diferencia entre los voltajes nodales durante las demandas máximas y mínimas. El índice IVD también podría ser utilizado para determinar en qué puntos de la red no sería conveniente ubicar fuentes DG debido a que se violarían los límites permisibles. Este estudio se realizó sobre un sistema IEEE de 34 nodos. La formulación del índice IVD se muestra en la ecuación 3.26.

$$IVD^k = 1 - \max_{i=1} \left(\frac{|V_{\emptyset_0} - V_{\emptyset_i}^k|}{|V_{\emptyset_0}|} \right)^{NN-1} \quad (3.26)$$

donde:

\emptyset corresponde a las fases a, b y c.

V_{\emptyset_0} corresponde a los voltajes en el nodo de referencia.

$V_{\emptyset_i}^k$ corresponde a los voltajes en el nodo i en la k-ésima configuración de red.

NN es el número de nodos.

En [10] se investiga el efecto de los modelos de carga (residencial, comercial, industrial, mixta) en la planeación del tamaño y ubicación de fuentes DG mediante una función multi-objetivo de optimización. Esta función es desarrollada a partir de una modificación a la formulación matemática de los índices presentados en [9]. El estudio es realizado sobre sistemas de distribución de 16 y 37 nodos. En este análisis, el índice IVD es cercano a cero para todos los modelos de carga, lo cual significa que el perfil de tensión en el nodo mejora con la integración

de DG. Para concluir, los autores observaron desviaciones de tensión en los nodos muy pequeñas. En la ecuación 3.27 se muestra el índice de caída de tensión modificado para este análisis.

$$IVD = \max_{i=2}^n \frac{|V_1| - |V_i|}{V_1} \quad (3.27)$$

donde:

- V_i es el voltaje en el índice en el nodo i.
- V_1 es el voltaje nominal.
- n es el número de nodos del sistema.

En [11] se propone un índice multi-objetivo para determinar la ubicación y tamaño óptimos para la integración de fuentes DG. El algoritmo propuesto es probado en un sistema radial de 38 nodos y en un sistema enmallado IEEE de 30 nodos, utilizando la herramienta PSAT. En este estudio se concluye que la integración de las unidades de generación distribuida mejora los perfiles de tensión en todas las barras del sistema. Este análisis se hace a través del índice IVD presentado en la ecuación 3.27.

En [19] se presenta un algoritmo genético que busca optimizar la ubicación y dimensionamiento de unidades de generación distribuida utilizando un índice multi-objetivo. Los autores proponen un índice de caída de tensión (ICT), presentado en la ecuación 3.28, que relaciona las caídas de tensión en las líneas del sistema antes y después de la integración de las fuentes DG. El estudio es realizado sobre el sistema IEEE de 34 nodos. Las unidades DG utilizadas corresponden a modelos de micro turbina a gas y motor de combustión interna diésel.

$$ICT = \frac{\sum_{k=1}^{nb} \left| \frac{V_i - V_k}{V_i} \right|}{\sum_{k=1}^{nb} \left| \frac{V_{ibase} - V_{kbase}}{V_{ibase}} \right|} \quad (3.28)$$

donde:

- V_i y V_k es la tensión en los nodos de la línea i-k
- V_{ibase} y V_{kbase} tensión en los nodos de la línea i-k dentro de un sistema sin generación distribuida.

3.4. Índice de Pérdidas de Potencia

Muchos investigadores consideran que el índice de pérdidas de potencia es uno de los más importantes en la cuantificación del impacto que trae consigo la integración de las micro-redes en los sistemas de distribución. Esto se debe al hecho de que, al agregar elementos adicionales al sistema, ya sea en forma de generación o de carga, los flujos de potencia a través de los elementos de la red van a cambiar, causando así que las pérdidas totales también se modifiquen. Al igual que con el índice de perfil de tensión, el impacto producido por los elementos de micro-red depende en gran medida de su ubicación y dimensionamiento. Si los elementos adicionados son fuentes de generación se espera que las pérdidas de potencia disminuyan, mientras que si son vehículos eléctricos se espera que aumenten. A continuación, se describen algunos artículos relevantes en esta área de investigación.

En cuanto a los índices de pérdidas de potencia, en [6] se propone el índice LLRI, el cual relaciona las pérdidas de potencia de las líneas de la red antes y después de la integración de las fuentes DG. El cálculo del índice tiene en cuenta parámetros como la corriente que circula a través de la línea y su resistencia interna. Los resultados de la simulación muestran que se presentan reducciones considerables en las pérdidas de potencia del sistema al incluir las fuentes de generación distribuida. Los autores también concluyen que el factor de potencia de las fuentes tiene gran influencia en la reducción de las pérdidas. En la ecuación 3.29 se muestra el índice de reducción de pérdidas de potencia en las líneas. El cálculo de los índices de pérdidas de potencia con y sin la integración de las fuentes DG se muestra en las ecuaciones 3.30 y 3.31, respectivamente.

$$LLRI = \frac{LL_{w/DG}}{LL_{wo/DG}} \quad (3.29)$$

$$LL_{w/DG} = \sum_{i=1}^M I_{A,i}^2 R_i D_i \quad (3.30)$$

$$LL_{wo/DG} = \sum_{i=1}^M I_{L,i}^2 R_i D_i \quad (3.31)$$

donde:

$LL_{w/DG}$ corresponde a las pérdidas totales en las líneas del sistema con DG.

$LL_{wo/DG}$ corresponde a las pérdidas totales en las líneas del sistema sin DG.

$I_{A,i}$ es la corriente de línea de la línea i con DG en p.u.

$I_{L,i}$ es la corriente de línea de la línea i sin DG en p.u.

R_i es la resistencia de la línea i en p.u/Km.

D_i es la longitud de la línea i en Km.

M es el número de líneas en el sistema de distribución.

El índice de pérdidas de potencia propuesto en [9] está relacionado con las pérdidas de potencia activa (ILP) y potencia reactiva (ILQ), formulados en las ecuaciones 3.32 y 3.33, respectivamente. Los resultados muestran que las pérdidas de potencia activa y reactiva disminuyen con la integración de las fuentes DG.

$$ILP^k = 1 - \frac{Re\{Losses^k\}}{Re\{Losses^0\}} \quad (3.32)$$

$$ILQ^k = 1 - \frac{Im\{Losses^k\}}{Im\{Losses^0\}} \quad (3.33)$$

donde:

$Losses^k$ corresponde a las pérdidas totales de potencia aparente con DG

$Losses^0$ corresponde a las pérdidas totales de potencia aparente sin DG

En el estudio de modelos de carga realizado en [10], se formula un índice de pérdidas de potencia activa (ILP) y uno de pérdidas de potencia reactiva (ILQ). A partir de los resultados obtenidos se puede observar que tanto para cargas constantes, residenciales e industriales el comportamiento de las pérdidas de potencia es similar, mientras que para las cargas comerciales y mixtas se presentan grandes variaciones. Los índices de pérdidas de potencia activa y reactiva se muestran en las ecuaciones 3.34 y 3.35 respectivamente.

$$ILP = \frac{[P_{LDG}]}{[P_L]} \quad (3.34)$$

$$ILQ = \frac{[Q_{LDG}]}{[Q_L]} \quad (3.35)$$

donde:

P_{LDG} es la potencia activa total del sistema incluyendo generación distribuida.

Q_{LDG} es la potencia reactiva total del sistema incluyendo generación distribuida.

P_L corresponde a las pérdidas totales de potencia activa en el sistema sin incluir generación distribuida.

Q_L corresponde a las pérdidas totales de potencia reactiva en el sistema sin incluir generación distribuida.

En [11] se considera que los índices de pérdidas de potencia activa y reactiva son los más importantes en la cuantificación del impacto de la incorporación de las fuentes DG en las redes de distribución. En este caso, los resultados muestran que una ubicación óptima de las unidades de generación distribuida en la red causa una importante reducción de los flujos de potencia a través de las líneas y en las pérdidas de potencia activa y reactiva. Las ecuaciones 3.36 y 3.37 corresponden a los índices de pérdidas de potencia activa y pérdidas de potencia reactiva, respectivamente.

$$ILP = \frac{[P_{LDG}]}{[P_L]} \quad (3.36)$$

$$ILQ = \frac{[Q_{LDG}]}{[Q_L]} \quad (3.37)$$

donde:

P_{LDG} corresponde a las pérdidas de potencia activa total del sistema.

Q_{LDG} corresponde a las pérdidas potencia reactiva total del sistema.

En [17] se presenta una formulación del índice de pérdidas de potencia activa (ILP), tomando en cuenta valores medios de demanda y generación, y valores con variación horaria, y que son formulados en las ecuaciones 3.38 y 3.39, respectivamente. Los autores concluyen que al utilizar

los valores medios, existe una sobre estimación de la reducción de pérdidas en las líneas, mientras que al utilizar los valores horarios (obtenidos a partir de curvas de comportamiento horario de las cargas y generadores) se obtienen resultados más acordes al comportamiento real.

$$IL_p^K = \frac{Re\{Losses^k\}}{Re\{Losses^0\}} \quad (3.38)$$

$$IL_p^K = \frac{\sum_{i=1}^{NH} Re\{Losses_i^k\}}{\sum_{i=1}^{NH} Re\{Losses_i^0\}} \quad (3.39)$$

donde:

$Losses^k$ son las pérdidas totales de potencia aparente con DG.

k es la configuración de la red de distribución.

$Losses^0$ son las pérdidas totales de potencia aparente sin DG.

$Losses_i^k$ son las pérdidas totales de potencia aparente durante la hora i con DG.

$Losses_i^0$ son las pérdidas totales de potencia aparente durante la hora i sin DG.

NH es el número total de horas.

En [18] se proponen índices para pérdidas de potencia activa (AL) y pérdidas de potencia reactiva (RL), los cuales se presentan en las ecuaciones 3.40 y 3.41, respectivamente. Si al evaluar los índices se obtienen valores positivos, las pérdidas de potencia disminuyen con la integración de las micro-redes, mientras que, si los índices son negativos, la adición de micro-redes causa aumentos en las pérdidas del sistema. En este estudio se concluye que las fuentes DG contribuyen a disminuir las pérdidas de potencia activa debido a que disminuye el flujo de potencia a través de las líneas del alimentador. Contrario a esto, las estaciones de carga de vehículos eléctricos hacen que tales pérdidas aumenten debido al aumento de la demanda en la red.

$$AL = 1 - \frac{\sum_{i \in \{N \cup \emptyset\}} AL_{S_i}^{\mu G}}{\sum_{i \in \{N \cup \emptyset\}} AL_{S_i}} \quad (3.40)$$

$$RL = 1 - \frac{\sum_{i \in \{N \cup \emptyset\}} RL_{S_i}^{\mu G}}{\sum_{i \in \{N \cup \emptyset\}} RL_{S_i}} \quad (3.41)$$

donde:

AL_{S_i} representa las pérdidas activas en el nodo i en el caso base.

$AL_{S_i}^{\mu G}$ representa las pérdidas activas en el nodo i considerando escenarios de micro-red.

RL_{S_i} representa las pérdidas reactivas en el nodo i en el caso base.

$RL_{S_i}^{\mu G}$ representa las pérdidas reactivas en el nodo i considerando escenarios de micro-red.

En el estudio realizado en [19] se formula un índice de pérdidas de potencia activa (IPA) que relaciona esta variable antes y después de la integración de las fuentes DG y que se muestra en la ecuación 3.42. Los resultados obtenidos en este estudio se cuantifican mediante la utilización de un índice multi-objetivo que se explicará más adelante, en la ecuación 3.74.

$$IPA = \frac{\sum_{r=1}^{NR} I_r^2 R_r}{\sum_{r=1}^{NR} I_{rbase}^2 R_r} \quad (3.42)$$

donde:

I_r es la corriente de rama

I_{rbase} es la corriente de rama sin generación distribuida.

R_r es la resistencia de la rama.

3.5. Índice de Corrientes de Cortocircuito

El análisis de las corrientes de cortocircuito es muy importante cuando se van a adicionar nuevos elementos a una red eléctrica existente. Esto se debe al hecho de que la adición de tales elementos podría provocar un aumento en este parámetro, con lo cual se necesitaría integrar nuevos dispositivos de protección al sistema de protecciones existente, lo que podría significar un impacto negativo debido a la gran inversión económica. Por lo anteriormente dicho, es muy importante cuantificar el impacto producido por la integración de los elementos de micro-red mediante la formulación de índices de corrientes de cortocircuito. A continuación, se dan a conocer algunos estudios relacionados con este indicador.

En [9] se proponen los índices ISC1 e ISC3, que consideran corrientes de corto circuito trifásica y monofásica a tierra. Estos índices están relacionados con los problemas de protección y

selectividad, debido a que evalúan la variación máxima de las corrientes de cortocircuito entre los escenarios con y sin unidades de generación distribuida. La importancia de estos índices es que permiten dar una noción de cómo la DG impacta en los dispositivos de protección diseñados para la red sin dichas unidades de generación. Los índices de cortocircuito trifásico y monofásico se describen en las ecuaciones 3.43 y 3.44 respectivamente.

$$ISC3^k = 1 - \frac{\max \left(\frac{I_{SCabc_i}^k}{I_{SCabc_i}^0} \right)}{\frac{I_{SCabc_*}^k}{I_{SCabc_*}^0}} \quad (3.43)$$

$$ISC1^k = 1 - \frac{\max \left(\frac{I_{SC\phi_i}^k}{I_{SC\phi_i}^0} \right)}{\frac{I_{SC\phi_*}^k}{I_{SC\phi_*}^0}} \quad (3.44)$$

donde:

$I_{SCabc_i}^k$ es la corriente de falla trifásica en el nodo i en la k-ésima distribución.

$I_{SCabc_i}^0$ es la corriente de falla trifásica en el nodo i en la k-ésima distribución sin generación distribuida.

$I_{SCabc_*}^k$ es la máxima corriente de falla trifásica en el nodo i en la k-ésima distribución.

$I_{SCabc_*}^0$ es la máxima corriente de falla trifásica en el nodo i en la k-ésima distribución sin generación distribuida.

$I_{SC\phi_i}^k$ es la corriente de falla monofásica en el nodo i en la k-ésima distribución.

$I_{SC\phi_i}^0$ es la corriente de falla monofásica en el nodo i en la k-ésima distribución sin generación distribuida.

$I_{SC\phi_*}^k$ es la máxima corriente de falla monofásica en el nodo i en la k-ésima distribución.

$I_{SC\phi_*}^0$ es la máxima corriente de falla monofásica en el nodo i en la k-ésima distribución sin generación distribuida.

En [11] el desarrollo del índice ISC, mostrado en la ecuación 3.45, está relacionado con los problemas de protección y sensibilidad, ya que este evalúa la corriente de cortocircuito en cada nodo con y sin fuentes DG. En este análisis se concluye que la ubicación de las fuentes DG en el sistema provoca aumentos en los niveles de cortocircuito en la mayoría de nodos del sistema.

$$ISC = \frac{I_{SC}^{without DG} - I_{SC}^{with DG}}{I_{SC}^{without DG}} \quad (3.45)$$

donde:

$I_{SC}^{without DG}$ es la corriente de corto circuito antes de instalar generación distribuida.
 $I_{SC}^{with DG}$ es la corriente de corto circuito después de instalar generación distribuida.

En [17] se presenta la formulación de los índices de corriente de cortocircuito monofásicos y trifásicos (ISC1 e ISC3) utilizando valores medios y valores de variabilidad horaria. En este estudio se asume que las cargas no aportan corrientes de falla, lo que significa que los resultados de los índices de cortocircuito no son dependientes de la utilización de valores medios o de variación horaria. Los autores concluyen que la ubicación de las fuentes DG se puede obtener mediante cualquiera de los dos métodos, y que el tamaño de dichas fuentes influirá en el cálculo de los índices. En las ecuaciones 3.46 y 3.48 se describen los índices de corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico empleando valores medios. En las ecuaciones 3.47 y 3.49 se muestran los mismos índices, pero considerando valores horarios.

$$ISC3 = \max_{i=1}^n \left(\frac{ISC3_{i,DG}}{ISC3_{i,sinDG}} \right) \quad (3.46)$$

$$ISC3 = \frac{\sum_{i=1}^{NH} \max \left(\frac{ISC3_{i,DG}}{ISC3_{i,sinDG}} \right)^n}{NH} \quad (3.47)$$

$$ISC1 = \max_{i=1}^n \left(\frac{ISC1_{i,DG}}{ISC1_{i,sinDG}} \right) \quad (3.48)$$

$$ISC1 = \frac{\sum_{i=1}^{NH} \max \left(\frac{ISC1_{i,DG}}{ISC1_{i,sinDG}} \right)^n}{NH} \quad (3.49)$$

donde:

$I_{SC1_{i,DG}}$ es la corriente de cortocircuito monofásica en la barra i con generación distribuida.

$I_{SC1_{i,sin}}$ es la corriente de cortocircuito monofásica en la barra i sin generación distribuida.

$I_{SC3_{i,DG}}$ es la corriente de cortocircuito trifásica en la barra i con generación distribuida.

$I_{SC3_{i,sin}}$ es la corriente de cortocircuito trifásica en la barra i sin generación distribuida.

NH es el número de horas a evaluar.

n es el número de nodos del sistema.

En [18] se define el índice SC como una variable binaria, donde cero representa un impacto positivo del índice si no se requiere inversión adicional para reforzar el sistema de protecciones, y -1 si dicho refuerzo es requerido. Para verificar el comportamiento del sistema de protecciones se simulan fallas trifásicas en cada nodo y se analizan los niveles de cortocircuito en cada caso. Los autores concluyen que la integración de estaciones de carga de vehículos eléctricos no tiene influencia en las corrientes de cortocircuito, mientras que la integración de fuentes DG provoca aumentos en estos niveles. A pesar de este aumento, los valores de capacidad térmica de los dispositivos de protección no son excedidos por lo cual no es necesario reforzar el sistema de protecciones y el índice en este caso es cero.

3.6. Índice de Impacto Ambiental:

Una de las principales características de los elementos de micro-red que se estudian en este proyecto es la utilización de fuentes de energía limpias y amigables con el medio ambiente. La principal ventaja de estos elementos es su contribución a la reducción del impacto ambiental causado por la emisión de gases contaminantes generados por la utilización de fuentes de energía tradicionales, tales como los motores de combustión interna y el uso de combustibles fósiles para la generación de energía. La mayoría de estudios relacionados con este indicador analizan su impacto de forma cualitativa. Sin embargo, algunos investigadores consideran pertinente su análisis cuantitativo con el fin de tomar decisiones sobre la ubicación, tamaño e incluso, tipo de fuente a utilizar. A continuación, se describen algunos de estos estudios.

En [6] se propone el índice EIRI (*Environmental Impact Reduction Index*), presentado en la ecuación 3.50 con el fin de cuantificar el impacto ambiental producido por las fuentes de generación distribuida. En la formulación del índice propuesto se compara la emisión de algunos gases contaminantes (CO₂, SO₂, NO_x) antes y después de la integración de las fuentes. En este análisis, los resultados indican claramente que las fuentes DG reducen considerablemente la emisión de gases de efecto invernadero. Esta reducción depende a su vez de la ubicación y dimensionamiento de las unidades generadoras. El índice de reducción del impacto ambiental para el contaminante i se muestra en la ecuación 3.51. En las ecuaciones 3.52 y 3.53 se muestra el cálculo de las emisiones contaminantes con y sin la integración de fuentes DG, respectivamente.

$$EIRI = \sum_{i=1}^{NP} (EI)_i (EIRI)_i \quad (3.50)$$

$$EIRI_i = \frac{PE_{iw/DG}}{PE_{iwo/DG}} \quad (3.51)$$

$$PE_{iw/DG} = \sum_{j=1}^B (EG)_{Aj} (AE)_{ij} + \sum_{k=1}^H (EDG)_k (AE)_{ik} \quad (3.52)$$

$$PE_{iwo/DG} = \sum_{j=1}^B (EG)_j (AE)_{ij} \quad (3.53)$$

donde:

EG_{Aj} es el total de electricidad generada por la j-ésima planta de potencia convencional incluyendo generación distribuida.

EG_{jj} es el total de electricidad generada por la j-ésima planta de potencia convencional sin incluir generación distribuida.

AE_{ij} es el total de emisiones del i-ésimo contaminante generado por la j-ésima planta de potencia convencional por MWh de energía generada.

AE_{ik} es el total de emisiones del i-ésimo contaminante generado por la k-ésima planta de generación distribuida.

EDG_k es la suma de energía generada por la k-ésima planta de generación distribuida.

B es el total de generadores convencionales en el sistema.

H es el total plantas de generación distribuidas.
 $(EI)_i$ es el factor de peso para el i-ésimo contaminante.
 NP es el número total de contaminantes de interés.

En [19] se plantea un índice de emisiones contaminantes (IEC), presentado en la ecuación 3.54 en el cual se relacionan las emisiones producidas por una tecnología amigable con el medio ambiente y las producidas por una tradicional. El índice es calculado a partir de los datos de emisiones de NOx/KW presentados para una micro turbina a gas y un generador diésel.

$$IEC = 1 + \frac{E_A}{E_T} \frac{PG_A}{PG_T} \quad (3.54)$$

donde:

E_A representa las emisiones por día, de una tecnología amigable con el medio ambiente.
 E_T Emisiones por día de una tecnología tradicional.
 PG_A Capacidad de GD con tecnología amigable con el medio ambiente.
 PG_T Capacidad de GD con tecnología tradicional.

En [23] se cuantifica el beneficio producido por la utilización de fuentes DG en la generación de energía con menos emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes. En este estudio se utiliza el modelo de generación a partir de biomasa para la comparación de las emisiones contaminantes frente a una planta de generación convencional. Del análisis efectuado se concluye que las emisiones de gases contaminantes, especialmente de CO₂ disminuyen considerablemente gracias a la utilización de las fuentes de generación distribuida. En la ecuación 3.55 se muestra el índice propuesto para calcular la reducción de gases contaminantes considerando la integración de fuentes DG. En las ecuaciones 3.56 y 3.57 se muestra el cálculo de emisiones contaminantes en un periodo de 24 horas en el caso base y ante la integración de fuentes DG, respectivamente. La cantidad de energía entregada por el generador principal en un periodo de 24 horas en el caso base y con la presencia de DG es calculada a partir de las ecuaciones 3.58 y 3.59.

$$PER\% = \frac{TPE_{BC} - TPE_{DG}}{TPE_{BC}} \times 100\% \quad (3.55)$$

$$TPE_{BC} = (D_{CO_2} + D_{NO_x} + D_{SO_x}) \times E_{BC} \quad (3.56)$$

$$TPE_{DG} = (D_{CO_2} + D_{NO_x} + D_{SO_x}) \times E_{DG} \quad (3.57)$$

$$E_{BC} = P_{BC} \times 24 \quad (3.58)$$

$$E_{DG} = (P_{DG} \times 24 \times k_f) + (P_{BC} \times 24 \times (1 - k_f)) \quad (3.59)$$

donde:

D_{CO_2} es la cantidad de emisiones CO2 por unidad de generación de energía.

D_{NO_x} es la cantidad de emisiones NOx por unidad de generación de energía.

D_{SO_x} es la cantidad de emisiones SOx por unidad de generación de energía.

P_{BC} es la generación de potencia real del generador principal.

P_{DG} es la generación de potencia real del generador principal incluyendo generación distribuida.

k_f es el factor de planta para generación distribuida que se toma como 0.25.

3.7. Índice de Cargabilidad o Capacidad de Corriente de los Conductores

Los elementos que conforman una red eléctrica están diseñados para trabajar con ciertos niveles de cargabilidad sin que se presenten alteraciones en su desempeño ni en sus propiedades físicas. Estos niveles de cargabilidad están relacionados con los flujos de potencia a través de cada uno de los componentes que conforman la red. Como es de esperarse, la integración de nuevos elementos a un sistema existente traerá consigo la variación de estos flujos, lo cual no es grave si no se superan los límites establecidos. Si por el contrario estos límites son superados, el desempeño del sistema puede verse seriamente afectado. Por lo anteriormente dicho, es muy importante analizar el impacto que producen las micro-redes analizadas sobre este indicador. A continuación, se procede a describir algunos estudios relacionados con el índice de cargabilidad o de capacidad de corriente de los conductores.

En [9] se presenta un índice de capacidad de los conductores (IC), formulado en la ecuación 3.60. Este índice está relacionado con los flujos de corriente a través de las líneas de la red cuando las unidades DG se ubican cerca de los puntos de mayor concentración de carga. Los resultados muestran que este índice empieza a aumentar, es decir, se presenta un impacto positivo debido a que disminuyen los flujos de potencia que salen de la subestación, aliviando así la congestión en las líneas.

$$IC^k = 1 - \max \left(\frac{\bar{J}_{\phi_m}^k}{CC_{\phi_m}}, \frac{\bar{J}_{n_m}^k}{CC_{n_m}} \right)_{m=1}^{NL} \quad (3.60)$$

donde:

$\bar{J}_{\phi_m}^k$ y $\bar{J}_{n_m}^k$ son las corrientes a través de la rama m para la k-ésima distribución de la red.
 CC_{ϕ_m} y CC_{n_m} son las capacidades de corriente de los conductores.
 NL es el número de líneas.

El índice IC propuesto en [11] y formulado en la ecuación 3.61 proporciona información importante sobre los niveles de flujo a través de la red con respecto a la capacidad máxima de los conductores. A partir del uso de este índice se puede determinar si es necesario actualizar algunas líneas del sistema. Si el valor del índice es cercano a cero no hay problemas de sobrecargas en las líneas, mientras que, si se acerca a la unidad, se pueden presentar violaciones en la capacidad de corriente de los conductores.

$$IC = \max_{i=1}^{NOL} \left(\frac{|\bar{S}_i|}{|CS_i|} \right) \quad (3.61)$$

donde:

NOL es el número de líneas.
 \bar{S}_i es el flujo de potencia en MVA.
 CS_i es la capacidad de la línea en MVA.

El índice de capacidad de los conductores (IC) propuesto en [17] representa los efectos de la integración de fuentes DG sobre la capacidad de corriente de las líneas de la red. El análisis se

desarrolla empleando los valores medios y horarios de generación y demanda. En este estudio, el índice de capacidad de corriente de los conductores indica que para ambos valores (medios y horarios) la cargabilidad en las líneas es menor. Los autores concluyen que este índice es efectivo para evaluar los beneficios en cuanto a la ubicación de las fuentes. Así mismo, aseguran que el hecho de que la cargabilidad en las líneas sea menor, no implica necesariamente que las pérdidas de potencia se reduzcan considerablemente o que mejoren los perfiles de tensión. Por esta razón, sugieren utilizar este índice con fines de localización y dimensionamiento de las unidades DG. En las ecuaciones 3.62 y 3.63 se muestran los índices de capacidad de corriente de los conductores considerando la utilización de valores medios y valores horarios respectivamente.

$$IC^k = 1 - \max_{m=1}^{NL} \left(\frac{|\bar{J}_{\phi_m}^k|}{CC_{\phi_m}}, \frac{|\bar{J}_{n_m}^k|}{CC_{n_m}} \right) \quad (3.62)$$

$$IC^k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{NH} \max_{m=1}^{NL} \left(\frac{\bar{J}_{\phi_m}^{k,i}}{CC_{\phi_m}}, \frac{\bar{J}_{n_m}^{k,i}}{CC_{n_m}} \right)}{NH} \quad (3.63)$$

donde:

- $\bar{J}_{\phi_m}^k$ y $\bar{J}_{n_m}^k$ son las corrientes a través de la rama m para la k-ésima distribución de la red.
- CC_{ϕ_m} y CC_{n_m} son las capacidades de corriente de los conductores.
- NL es el número de líneas.
- NH es el número de horas a evaluar.

En [18] se plantean índices de cargabilidad en líneas (LL) y transformadores (TL), formulados en las ecuaciones 3.64 y 3.65, respectivamente. Si estos índices son positivos, la instalación de micro-redes es conveniente, y si son negativos, no es recomendable la instalación de estos elementos. Los resultados obtenidos en este análisis muestran que las líneas que rodean los nodos en los que se incluyeron las fuentes DG presentan aumentos en sus niveles de cargabilidad, debido a que aumentan los flujos de potencia a través de ellas. En el caso de las líneas alejadas de las fuentes DG se presenta disminución en los flujos, lo cual favorece al sistema. Con respecto a

los vehículos eléctricos, los flujos de potencia tanto de las líneas alejadas como las cercanas presentan aumentos considerables.

$$LL = 1 - \frac{\sum_{i \in \Omega} Ld_i^{\mu G}}{\sum_{i \in \Omega} Ld_i} \quad (3.64)$$

$$TL = 1 - \frac{\sum_{i \in \Theta} Ld_i^{\mu G}}{\sum_{i \in \Theta} Ld_i} \quad (3.65)$$

donde:

Ω es el conjunto de líneas de alimentación.

Θ es el conjunto de transformadores alimentadores.

Ld_i es la cargabilidad del elemento i en el caso base.

$Ld_i^{\mu G}$ es la cargabilidad del elemento i en un sistema con microgrid.

3.8. Índice Global o índice Multi-objetivo

Con el fin de evaluar el desempeño general de una red eléctrica existente cuando a ella se adicionan elementos de micro-red, muchos investigadores han formulado índices globales o multi-objetivo, los cuales están conformados por algunos índices individuales descritos anteriormente. La ventaja principal de la utilización de estos índices es que se toma en cuenta el impacto generado sobre cada indicador operacional de la red y con base en ello se calcula el impacto general, lo cual permite, de manera más acertada, tomar decisiones sobre la conveniencia o no de la integración de las unidades de micro-red. Para realizar un estudio más detallado, algunos autores utilizan factores de peso, es decir, indican qué porcentaje de importancia tiene el indicador analizado sobre la red, lo cual será directamente proporcional al impacto causado por los elementos adicionados sobre dicho indicador. En seguida se muestran algunos estudios relacionados con estos índices.

En [6] se formula un índice global (BI: *Distributed Generation Benefit Index*), presentado en la ecuación 3.66, con el fin de cuantificar el impacto de la integración de fuentes de generación distribuida. Este índice está compuesto por los perfiles de tensión, las pérdidas de potencia en las líneas y el impacto ambiental. El índice propuesto a su vez puede ser utilizado para seleccionar la

mejor ubicación y dimensionamiento de las fuentes DG para lograr mayores beneficios. En este estudio se utilizan los factores de peso para aumentar o disminuir la importancia de los indicadores operacionales empleados en el análisis. Estos factores pueden depender de la ubicación y tipo de fuentes DG, tipos de carga alimentados y la región involucrada. A partir de los resultados obtenidos, los autores concluyen que a medida en que aumenta el factor de peso asignado al índice de pérdidas de potencia el índice global aumenta, y a medida en que aumenta el factor de peso asignado al índice de perfil de tensión el índice global disminuye. De esto se concluye que el indicador de pérdidas de potencia es dominante con respecto a los perfiles de tensión e impacto ambiental. En la ecuación 3.67 se indica que la suma de los factores de peso de los índices propuestos debe equivaler al 100%. Los índices VPPI, LLRI y EIRI se calculan a partir de las ecuaciones 3.14, 3.29 y 3.50, respectivamente.

$$BI = (BW_{VPPI})(VPPI) + \left(\frac{BW_{LLRI}}{LLRI}\right) + \left(\frac{BW_{EIRI}}{EIRI}\right) \quad (3.66)$$

$$BW_{VPPI} + BW_{LLRI} + BW_{EIRI} = 1 \quad (3.67)$$

donde:

BW_{VPPI} es el factor de peso asignado al índice de perfil de tensión.

BW_{LLRI} es el factor de peso asignado al índice de pérdidas de potencia.

BW_{EIRI} es el factor de peso asignado al índice de impacto ambiental.

VPPI es el índice de mejoramiento de perfil de tensión.

LLRI es el índice de reducción de pérdidas de potencia en líneas.

EIRI es el índice de reducción del impacto ambiental.

El índice multi-objetivo (IMO) propuesto en [9] y presentado en la ecuación 3.68, se utiliza para evaluar el desempeño del sistema con la adición de fuentes de generación distribuida y considera los índices de pérdidas de potencia activa y reactiva, regulación y caída de tensión, capacidad de corriente de los conductores y corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico. A cada uno de estos índices le corresponde un factor de relevancia. Si el valor del índice es cercano a la unidad, la adición de DG produce grandes beneficios para la red. En el estudio desarrollado, este índice es calculado para cada nodo del sistema considerando diferentes factores de peso. Los resultados obtenidos en las simulaciones muestran que el desempeño general del sistema mejora ante la

adición de las fuentes DG. También se concluye que el comportamiento del sistema depende del factor de potencia de las fuentes integradas, siendo más conveniente trabajar con fuentes con factores de potencia en atraso.

$$IMO^k = \{w_1 IL_p^k + w_2 IL_q^k + w_3 IVD^k + w_4 IVR^k + w_5 IC^k + w_6 ISC3^k + w_7 ISC1^k\} \quad (3.68)$$

donde:

IL_p^k representa el índice de pérdidas de potencia activa.

IL_q^k representa el índice de pérdidas de potencia reactiva.

IVD^k es el índice de caída de tensión.

IVR^k es el índice de regulación de tensión.

IC^k es el índice de capacidad de corriente de conductores.

$ISC3^k$ es el índice de corriente de cortocircuito trifásico.

$ISC1^k$ es el índice de corriente de cortocircuito monofásico.

El índice multi-objetivo utilizado en [10] corresponde a una modificación del índice propuesto en [9]. Este índice se presenta en la ecuación 3.69. La diferencia radica en que el índice actual no utiliza los índices de corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico formulados en el índice original. Además de esto, el estudio se efectúa considerando cargas residenciales, comerciales, industriales y mixtas. Los resultados muestran que el valor del índice IMO varía considerablemente dependiendo del tipo de carga analizada. Así mismo, este tipo de carga juega un rol muy importante en la decisión del tamaño y ubicación de las fuentes DG sobre el sistema eléctrico que se requiera analizar.

$$IMO = \sigma_1 \cdot ILP + \sigma_2 \cdot ILQ + \sigma_3 \cdot IC + \sigma_4 \cdot IVD \quad (3.69)$$

donde:

ILP representa las pérdidas de potencia activa.

ILQ representa las pérdidas de potencia reactiva.

IC es el índice de capacidad de conductores.

IVD es el índice de perfil de tensión.

σ es el factor de peso de cada índice

En [11] se utiliza un índice multi-objetivo (MOF), presentado en la ecuación 3.70, que reúne los índices de pérdidas de potencia activa y reactiva, capacidad de corriente de los conductores, caídas de tensión y corrientes de cortocircuito. Además de esto, incluye el consumo de potencia total del sistema. En el estudio realizado se presentan beneficios como mejoramiento de los perfiles de tensión, reducción de pérdidas de potencia, reducción de flujos y consumo de potencia, aumento de los límites de estabilidad y de cargabilidad del sistema. Estos beneficios se obtienen a partir del análisis del índice MOF, en el que se incluyen los modelos de carga para la planeación de la ubicación y dimensionamiento de las fuentes de generación distribuida. El consumo de potencia aparente del sistema es calculado a partir de la ecuación 3.71.

$$MOF = (\sigma_1 \cdot ILP + \sigma_2 \cdot ILQ + \sigma_3 \cdot IC + \sigma_4 \cdot IVD + \sigma_5 \cdot ISC) + MVA_{sys(pu)} \quad (3.70)$$

$$MVA_{sys} = [(P_{intake} + P_{DG})^2 + (Q_{intake})^2]^{1/2} \quad (3.71)$$

donde:

ILP es el índice de pérdidas de potencia activa.

ILQ es el índice de pérdidas de potencia reactiva.

IC es el índice de capacidad de corriente.

IVD es el índice de perfil de voltaje.

ISC es el índice de corriente de corto circuito.

$MVA_{sys(pu)}$ es el consumo total de la red expresado en pu.

P_{intake} es el consumo de potencia activa en la red.

Q_{intake} es el consumo de potencia reactiva en la red.

P_{DG} es la potencia generada por la fuente DG.

En [18] se propone un índice global (I), formulado en la ecuación 3.72, que reúne toda la información adquirida a partir de los índices de perfil de tensión, cargabilidad de elementos, pérdidas de potencia, corrientes de cortocircuito y estabilidad transitoria. Si el índice I es positivo, la implementación de micro-redes trae beneficios para la red, mientras que, si es negativo, no se recomienda su adición. A partir de los resultados obtenidos para este índice, se puede concluir que la integración de fuentes de generación distribuida produce impactos positivos en la red, mientras que la adición de vehículos eléctricos provoca impactos negativos. Cuando se adicionan tanto fuentes DG como cargas EV, los impactos son positivos, debido a que

los problemas causados por las cargas son mitigados por las fuentes. En la ecuación 3.73 se muestran los factores de peso de los indicadores operacionales propuestos, cuya suma debe equivaler al 100%.

$$I = \alpha.VP + \beta.L + \gamma.AL + \delta.RL + \lambda.SC + \sigma.TS \quad (3.72)$$

$$\alpha + \beta + \gamma + \lambda + \sigma = 1 \quad (3.73)$$

donde:

VP es el índice de perfil de tensión.

L es el índice de cargabilidad en elementos.

AL representa el índice de pérdidas de potencia activa.

RL representa el índice de pérdidas de potencia reactiva.

SC es el índice de corriente de corto circuito.

TS es el índice de estabilidad transitoria.

En [19] se presenta un índice multi-objetivo (FO) que reúne los perfiles de tensión, las pérdidas de potencia, el impacto ambiental y los costos de inversión asociados a la integración de las fuentes de generación distribuida. Este índice se presenta en la ecuación 3.74. A cada uno de estos indicadores se le asigna un factor de peso, seleccionado a partir de un análisis de sensibilidad. De acuerdo a los resultados obtenidos en este estudio, se encuentra que cuando el impacto es evaluado considerando varios índices, se deben utilizar herramientas adecuadas que permitan al sistema beneficiarse de la integración de dichas fuentes.

$$FO = W_1.ICT + W_2.IEC + W_3.IPA + W_4.ICI \quad (3.74)$$

donde:

w_1, w_2, w_3 y w_4 corresponden a los pesos de los índices seleccionados.

ICT es el índice de caída de tensión.

IEC es el índice de emisiones contaminantes.

IPA es el índice de pérdidas de potencia activa.

ICI es el índice de costo de inversión.

Después de una extensa revisión de los principales estudios e investigaciones relacionados con la adición de nuevos elementos a un sistema existente y el impacto que estos generan en su desempeño, se pudo identificar cuáles son los principales factores a tener en cuenta para determinar si es conveniente o no su integración. Los índices de desempeño se han postulado como una de las principales herramientas para la toma de decisiones frente a este tema, puesto que permiten estimar de manera acertada cómo se va a comportar el sistema ante cambios en su configuración. De acuerdo a lo presentado en la mayoría de los estudios revisados, se puede asegurar que el factor más importante a tener en cuenta en la evaluación del desempeño de un sistema es la ubicación y dimensionamiento de las unidades a instalar, independiente de que se trate de cargas (vehículos eléctricos) o generadores (fuentes de generación distribuida). Una ubicación apropiada de estas unidades no sólo va a permitir que el sistema se comporte de forma favorable, sino que también muchos de los indicadores operaciones se van a ver beneficiados, garantizando de esta manera la adecuada prestación del servicio de suministro de energía eléctrica a los usuarios finales.

Algunos investigadores utilizaron el índice de estabilidad de tensión para identificar los puntos del sistema más apropiados para alojar los elementos de micro-red analizados en este proyecto. A pesar de no ser el método más eficiente, la facilidad con que puede ser calculado, lo postula como una de las alternativas a tener en cuenta para solucionar los problemas de ubicación y dimensionamiento.

En cuanto a los índices de perfil de tensión y pérdidas de potencia, se puede decir que son los más utilizados en la evaluación del impacto. Esto se debe a que estos índices son muy susceptibles a variación cuando se presentan alteraciones en las configuraciones originales de los sistemas eléctricos. Con base en los artículos revisados en esta sección, se puede asegurar que los perfiles de tensión mejoran notablemente cuando se adicionan fuentes de generación distribuida y desmejoran con la adición de vehículos eléctricos, si no se ha realizado una adecuada ubicación de los mismos. El índice de pérdidas de potencia se comporta de manera similar, es decir, las pérdidas se reducen al integrar fuentes de generación distribuida y aumentan al adicionar vehículos eléctricos. Por esta razón, una gran cantidad de investigaciones tienen como objetivo, el mejoramiento de los perfiles de tensión y la reducción de pérdidas de potencia mediante la

utilización de fuentes de generación distribuida. Cuando los elementos adicionados son cargas (vehículos eléctricos), es de esperarse que los perfiles de tensión desmejoren y que aumenten las pérdidas de potencia en el sistema, por lo que será conveniente la utilización de métodos de compensación.

Finalmente, otros importantes índices como el impacto ambiental también se ven favorecidos con la integración de las micro-redes. En este caso tanto la adición de fuentes de generación distribuida como de vehículos eléctricos traerá consecuencias favorables para el medio ambiente, puesto que las unidades utilizadas presentan pocas emisiones de gases de efecto invernadero.

Capítulo 4

Conclusiones y trabajos futuros

Como se ha podido observar durante el desarrollo del presente trabajo, son muchos los estudios que se han llevado a cabo con el fin de evaluar el impacto producido por la integración de micro-redes en los sistemas eléctricos. Estos impactos han sido medidos teniendo en cuenta el comportamiento del sistema analizado antes y después de la adición de los elementos mencionados. Los índices de desempeño han sido una de las herramientas más importantes para cuantificar este evento, puesto que permiten dar un diagnóstico del comportamiento de los indicadores operacionales que definen un sistema.

A partir de la revisión bibliográfica realizada para el desarrollo de este trabajo, se encontró que, además de posibilitar el suministro de energía eléctrica de zonas aisladas, las fuentes de generación distribuida pueden ser utilizadas para mejorar el desempeño del sistema debido al mejoramiento de los perfiles de tensión, reducción de pérdidas de potencia y reducción del impacto ambiental, si se ubican de forma adecuada. De lo contrario, los efectos podrán ser adversos. Una herramienta muy útil para encontrar la ubicación óptima de estos elementos es el cálculo de los índices de estabilidad, que, basados en un análisis de sensibilidad, permiten identificar los nodos que pueden alojar elementos adicionales, dependiendo de su naturaleza, es decir, si son fuentes de generación o cargas adicionales.

A pesar de los estudios que se han llevado a cabo para la cuantificación de estos eventos, no se cuenta con un estudio en donde se tengan en cuenta todos los indicadores operacionales propuestos en la literatura. Por esta razón, con el desarrollo de este trabajo se pretende brindar una herramienta que pueda ser utilizada como referencia para futuras investigaciones.

Capítulo 5

Bibliografía

- [1] H. G. Sarmiento y R. Velázquez, “Las micro-redes en el ámbito de la red eléctrica inteligente”, Conf. Estado del arte en redes inteligentes “Smart Grids”, México, junio de 2011.
- [2] A. Rodríguez Hernández, “La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional”, CREG, Bogotá-Colombia, noviembre de 2009.
- [3] Congreso de la República de Colombia, Ley 1715 de 2014, Bogotá D.C., 2014.
- [4] V.J.Gosbell, B.S.P Perera, and H.M.S.C.Herath, “Unified power quality index (UPQI) for continuous disturbances”, in Proc. 10th International Conf. on Harmonics and Quality of Power, pp. 316-321, 2002.
- [5] P. Caramia, C. D. Perna, P. Verde, F. Buriola, A. Stocco y R. Turri, “Power Quality Indices of Distribution Networks with Embedded Generation”, in Universities Power Engineering Conference, vol. 3, pp. 1026-1030, septiembre de 2006.
- [6] P. Chiradeja y R. Ramakumar, “An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 4, pp. 764-773, diciembre de 2004.
- [7] H. Iyer, S. Ray, and R. Ramakumar, “Voltage Profile Improvement with Distributed Generation”, in Power Engineering Society General Meeting, IEEE, San Francisco, pp. 2977-2984, junio de 2005.
- [8] H. Iyer, S. Ray, and R. Ramakumar, “Assessment of distributed generation based on voltage profile improvement and line loss reduction”, in Proc. IEEE Transmission and Distribution Conf. and Exhibition Conf., pp. 1171-1176, mayo de 2006.
- [9] L.F. Ochoa, P. Feltrin, and G.P. Harrison, “Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1452-1458, julio de 2006.

- [10] Singh, D., Singh, D., Verma, K.S., “Multiobjective optimization for DG planning with load models”, IEEE Trans. Power Syst., 24, (1), pp. 427–436, 2009.
- [11] A. M. El-Zonkoly, “Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimisation”, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 5, no. 7, pp. 760-771, julio de 2011.
- [12] A. Parizad, A. Khazali, and M. Kalantar, “Optimal placement of distributed generation with sensitivity factors considering voltage stability and losses indices”, in Electrical Engineering (ICEE), 2010 18th Iranian Conference on. IEEE, pp. 848–855, 2010.
- [13] M. M. Aman, G. B. Jasmon, H. Mokhlis, A. H. A. Bakar, “Optimal placement and sizing of a DG based on a new power stability index and line losses”, in International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 43, n. 1, pp. 1296-1304, diciembre de 2012.
- [14] S. Perez-Londoño, L. Rodriguez-Garcia, Y. Uliyanov Lopez, “Effects of Doubly Fed Wind Generators on Voltage Stability of Power Systems”, in proc. IEEE/PES 2012 Sixth Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Montevideo, pp. 1–6, septiembre de 2012.
- [15] L. F. Buitrago Arroyave, J. M. López Lezama, “Valoración de los impactos técnicos de la generación distribuida en sistemas de energía eléctrica”, en Revista Tecnura, 17(1), pp. 50-60, 2013.
- [16] J. Yang, G. Li, D. Wu, and Z. Suo, “The impact of distributed wind power generation on voltage stability in distribution systems”, in IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). IEEE, pp. 1–5, diciembre de 2013.
- [17] J. Mendoza, M. López, S. Fingerhuth, R. Cáceres and J. Galleguillos, “Hourly Evaluation of Indexes for Distribution networks with DG”, in IEEE Latin America Transactions, vol. 12, n.8, pp. 1479-1487, diciembre de 2014.
- [18] D. de la Torre, J. L. Morillo, M. Velasquez y N. Quijano, “Technical Assessment of Microgrids Integration Into Distribution Systems”, IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition, Medellin-Colombia, pp. 1-6, 2014.
- [19] P.A. Narváez, J. M. López Lezama, E. Velilla Hernández, “Optimal Siting and Sizing of Distributed Generation using a Multiobjective Index” in proc, IEEE Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIV), 20014.

- [20] A. Gantayet and S. Mohanty, “An analytical approach for optimal placement and sizing of distributed generation based on a combined voltage stability index”, in Proc. IEEE Power, Commun. Inf. Technol. Conf., pp. 762–767, octubre de 2015.
- [21] S. Essallah, A. Bouallegue, and A. Khedher, “Optimal placement of PVdistributed generation units in radial distribution system based on sensitivity approaches”, in 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA), pp. 513–520, 2015.
- [22] T. Jing-jing, Y. Zhong-dong, “An Evaluation Index of Voltage Stability of Distribution Network Considering DG”, in proc, 2nd International Conference Sustainable and Renewable Energy Engineering (ICSREE), 2017.
- [23] S. Sannigrahi, P. Acharjee, “A Stability Index Based Analytical Technique for Optimal Placement of Various DG Types in Distribution Networks”, in proc, 14th IEEE India Council International Conference (INDICON), 2017.
- [24] M. Moghavvemi, M. O. Faruque, “Power system security and voltage collapse; a line base indicator for prediction”, Elec. Power and Energy Systems 21, pp.455-61, 1999.
- [25] (2011, Mar, 8). Micro Redes eléctricas Inteligentes. [Online]. Disponible en: <http://www.esmartcity.es/2011/03/08/micro-redes-electricas-inteligentes>.
- [26] A. Kazemi and M. Sadeghi,” Distributed generation allocation for loss reduction and voltage improvement”, in proc, IEEE Power and Energy Engineering Conference, Asia-Pacific (APPEEC), Wuhan, China, pp. 1-6, 28– 31, marzo de 2009.
- [27] R. Ramakumar and P. Chiradeja, “Distributed generation and renewable energy systems”, in Proc. IEEE Energy Conversion Engineering Conf., pp. 716-724, 2002.
- [28] A. G. Vera-Dávila, J. C. Delgado- Ariza, S. B. Sepúlveda-Mora. “Validación del modelo matemático de un panel solar empleando la herramienta Simulink de Matlab”, Revista de Investigación, Desarrollo e Innovación, vol. 8, no. 2, pp. 343-356, diciembre de 2017.
- [29] (2018, Mar, 15). Tesis de grado. [Online]. Disponible en: http://repositori.uji.es/xmlui/bitstream/handle/10234/110420/TFG_2014_Estupi%C3%B1aGarciaA.pdf?sequence=1.
- [30] Y. U. López Castrillón. “Estabilidad de Pequeña Señal en Sistemas de Potencia con Alta Penetración Eólica”. Tesis doctoral, Universidad de Zaragoza, Zaragoza, España, junio de 2010.

- [31] F. Milano. (2008, Feb, 14). Power System Analysis Toolbox (1era edición) [Online]. Disponible en: <https://www.eecs.wsu.edu/~ee521/Material/20120927/psat-20080214.pdf>.
- [32] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, T. K. Saha. “Impact Of Electric Vehicle Fast Charging On Power System Voltage Stability”, in International Journal of Electrical Power & Energy systems, ScienceDirect, vol. 57, pp. 241-249, 2014.
- [33] Y. Kongjeen and K. Bhumkittipich, “Modeling of electric vehicle loads for power flow analysis based on PSAT”, in 13th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), pp. 1-6, 2016.
- [34] J. H. Angelim, C. M. Affonso. “Impact Of Distributed Generation Technology And Location On Power System Voltage Stability” in IEEE Latin America Transactions, Vol. 14, No. 4, abril de 2016.
- [35] D. González, G. Luna y E. Rivas, “Evaluación del impacto de la generación distribuida mediante índices normalizados con base en la normatividad colombiana y estándares IEEE”, en Ingeniería, vol. 20, no. 2, pp. 299-315, 2015.
- [36] Qiu Xiaoyan, Wang Jian, Liu Hongchao, Li Xingyuan, “Voltage stability analysis of radial distribution networks”, Journal of Sichuan University (Engineering Science Edition), vol. 34, pp. 100-103, julio de 2002.